

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IWES

REGELENERGIE DURCH WIND- UND PHOTOVOLTAIKPARKS

Abschlussbericht

Förderkennzeichen 0325689A und 0325689B



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

**PROJEKT IM AUFTRAG DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR
WIRTSCHAFT UND ENERGIE**

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des **Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie** aufgrund eines Beschlusses des Bundestages unter den **Förderkennzeichen 0325689A** und 0325689B im Rahmen der Initiative **Zukunftsfähige Stromnetze** gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

Das Projekt wurde von den folgenden Beteiligten durchgeführt:

Zuwendungsempfänger:



Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.,
vertreten durch das
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Königstor 59, 34119 Kassel
Projektleitung, Förderkennzeichen 0325689A



Enerparc GmbH
Zirkusweg 2
20359 Hamburg 2
Förderkennzeichen 0325689B

Assoziierter Partner:



Unterstützt durch:



Herausgeber:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
www.iwes.fraunhofer.de

Autorenschaft:

Reinhard Mackensen (FhG IWES)
Yves-Marie Saint-Drenan (FhG IWES)
Dominik Jost (FhG IWES)
Rafael Fritz (FhG IWES)
Nazgul Asanalieva (FhG IWES)
Martin Widdel (FhG IWES)
Markus Hahler (Enerparc AG)

Assoziierte Partner:

Andreas Linder (Enercon GmbH)
Hartmut Bauer (50Hertz GmbH)
Markus Speckmann (Amprion GmbH)
Werner Christmann (TenneT TSO GmbH)
Josef Werum (in.power GmbH)

Copyright:

All Rechte des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichen Weg und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben auch bei nur auszugsweiser Verwertung dem Fraunhofer IWES bzw. dessen Auftraggeber vorbehalten.

Das Titelbild wurde von der Firma Enercon zur Verfügung gestellt. Die Bildrechte liegen bei der Enercon GmbH

KASSEL, JULI 2017

Inhalt

1	Zusammenfassung	7
1.1	Einleitung und Zielsetzung des Projekts	7
1.2	Beteiligte, Kompetenzen, Projekterfahrung	10
1.3	Stand der Wissenschaft	11
1.4	Auswahl weiterer Projekte zur Erbringung von Systemdienstleistungen	13
1.5	Überblick Arbeitspakete	14
1.6	Zusammenfassung der Projektergebnisse	16
1.7	Literatur	17
2	AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger.....	19
2.1	Zielsetzung - Einordnung ins Projekt.....	19
2.2	Ausgangspunkt - Stand der Wissenschaft	19
2.3	Entwicklung eines Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung von Photovoltaik-Parks	20
2.3.1	Datengrundlage	20
2.3.2	Methode	22
2.3.3	Bestimmung der Kappungsgrenze der einzelnen Wechselrichter	22
2.3.4	Bestimmung der möglichen Einspeisung aus meteorologischer Referenz	23
2.3.4.1	Modell-Auswahl	23
2.3.4.2	Bestimmung der Modell-Parameter	24
2.3.5	Hochrechnung einer Auswahl von Referenzwechselrichtern	26
2.3.5.1	Methode	26
2.3.5.2	Auswahl der Referenzwechselrichter	28
2.3.5.3	Bestimmung des Leistungsverhältnisses zweier Wechselrichter	29
2.3.6	Ergebnisse.....	31
2.3.6.1	Bestimmung der möglichen Einspeisung auf Basis von meteorologischen Messungen	31
2.3.6.2	Bestimmung der möglichen Einspeisung basierend auf elektrischen Messungen	33
2.3.7	Diskussion und Zusammenfassung	38
2.4	Auswertung der Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der in ReWP verwendeten Parks	38
2.4.1	Methode.....	38
2.4.2	Datengrundlage	39
2.4.3	Ergebnisse.....	40
2.5	Umgang mit Ungenauigkeiten in der Bestimmung der möglichen Einspeisung	50
2.6	Schlussfolgerungen und Ausblick	50
2.7	Literatur	50
3	AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen	52
3.1	Zielsetzung - Einordnung ins Projekt.....	52
3.2	Ausgangspunkt - Stand der Wissenschaft	52
3.3	Berechnung eines möglichen Angebots für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern.....	53
3.3.1	Methode.....	53
3.3.2	Datengrundlage	55
3.3.3	Ergebnisse.....	56
3.3.4	Diskussion.....	62
3.4	Fluktuationen der Einspeisung von Wind- und PV-Parks	62
3.4.1	Methode.....	63

3.4.2	Datengrundlage	63
3.4.3	Ergebnisse	63
3.4.4	Diskussion	68
3.5	Berechnung eines möglichen Angebots für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern und steuerbaren Anlagen	68
3.5.1	Methode	68
3.5.2	Datengrundlage	71
3.5.3	Ergebnisse	71
3.5.4	Diskussion	73
3.6	Erstellung von Szenarien mit dem Szenariengenerator	73
3.7	Nutzung von Flexibilität von Wind- und PV zur Verringerung des NRV-Saldos	76
3.8	Literatur	77

4 AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen..... 78

4.1	Zielsetzung - Einordnung ins Projekt	78
4.2	Grundlage	78
4.3	Konzept	79
4.4	Implementierung	81
4.4.1	Automatisierte Überwachung der Kommunikationsverbindung	81
4.4.2	Erhöhung der Ausfallsicherheit	82
4.4.3	Standardisierte Datenmodellierung der probabilistischen Prognosen	82
4.4.4	Umsetzung in der Angebotsstrategien	83
4.5	Schlussfolgerung und Ausblick	84
4.6	Literatur	84

5 Feldtests..... 86

5.1	Motivation	86
5.2	Organisation der Feldtests	86
5.3	Teilnehmende Anlagen	87
5.4	Randbedingungen und Ablauf der Feldtests	88
5.5	Feldtest Auswertung	89
5.5.1	Einzelfeldtest PV-Park	89
5.5.2	Einzelfeldtest Wind-Park	91
5.5.3	Sondersituation Abregelung auf Null	93
5.5.4	Sondersituation Ausfall des mE-Signals	95
5.6	Clusterfeldtest	97
5.6.1	PV-Clusterfeldtest	97
5.6.2	Wind und PV Clusterfeldtest	99
5.7	Bewertung und Erkenntnisse	102
5.8	Literatur	103

6 Anhang 104

6.1	Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts	104
6.2	Feldtestdokumentation	104
6.3	Verzeichnisse	104
6.3.1	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	104
6.3.2	Abbildungsverzeichnis	105
6.3.3	Tabellenverzeichnis	108

1.1 Einleitung und Zielsetzung des Projekts

Um die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, setzt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die sogenannten Systemdienstleistungen ein. Eine dieser Systemdienstleistungen ist die Regelleistung. Die Anlagen, die Regelleistung bereitstellen, gleichen das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aus, wodurch die Sollnetzfrequenz gehalten werden kann. Regelleistung existiert in drei verschiedenen Qualitäten, die sich in ihren Eigenschaften wie der Aktivierungsart und ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden. Die Primärregelleistung, welche dezentral auf Frequenzabweichungen reagiert, muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert werden können. Bei der Sekundärregelleistung beträgt die Aktivierungsgeschwindigkeit fünf und bei der Minutenreserve 15 Minuten.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der fluktuierenden Erzeuger, ergeben sich zwei Herausforderungen in Bezug auf die Regelleistung. Zum einen ist ein Anstieg des Regelleistungsbedarfs, der mit dem Ausbau der Windenergie und Photovoltaik einher geht, zu erwarten – sofern diesem Effekt nicht durch steigende Prognosegüte und Anpassungen an den Vorlaufzeiten der Spotmärkte entgegengewirkt wird.. [CONSENTEC2010]. Zum anderen, reduziert sich durch die Umstrukturierung der Erzeugerlandschaft – Ausstieg aus der Kernenergie und Senkung des Anteils fossiler Kraftwerke – künftig der Anteil des in konventionellen Kraftwerken erzeugten Stroms. Diese Kraftwerke stellen jedoch heute noch einen großen Anteil der Regelleistung bereit. Daher ergibt sich zukünftig die Anforderung an Erzeuger wie Wind- und Photovoltaikparks, zur Regelleistungsbereitstellung einen Beitrag zu leisten. [DENA2010].

Während der Projektlaufzeit, bereits Ende 2015, veröffentlichten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Präqualifikationsregeln für den Anwendungsfall negative Minutenreserve für Windenergieanlagen, welche mittlerweile in der Fassung 1.1 vorliegen [ÜNB2016]. Das Angebot von Minutenreserve mittels Windparks ist jedoch derzeit noch recht überschaubar. Grund hierfür sind die Kosten, die für die Ertüchtigung der Parks hinsichtlich IKT-Anbindung anfallen und die vergleichsweise niedrigen Erlöse, die durch negative Minutenreserve erzielt werden können. Ähnliche Regelungen für Photovoltaikparks werden derzeit diskutiert, sind jedoch noch nicht ausformuliert. Eine weitere Öffnung des Regelenergiemarkts kann helfen, das notwendige Angebot zu sichern, den Wettbewerb dort zu steigern und damit die Kosten in einem verträglichen Maß zu halten.

Weitere Maßnahmen hierfür sind die notwendigen Änderungen der Ausschreibungsbedingungen für Regelleistung, beispielsweise die Änderung des Ausschreibungshorizonts für Sekundärregelleistung, wie nach Abschluss des Projekts durch die Bundesnetzagentur bekannt gegeben wurde [BNetzA2017]. Die Grundlegende Änderung betreffend des Wechsels von einer wöchentlichen Ausschreibung hin zu einer kalendertäglichen legt die Grundlage dafür, dass fluktuierende Erzeuger am Sekundärregelleistungsmarkt teilnehmen können.

In den vom BMU geförderten Projekten *Regelenergie durch Windkraftanlagen und Kombikraftwerk 2* wurden bereits Vorschläge und Möglichkeiten zur Regelleistungsbereitstellung durch Wind- und Photovoltaikparks erarbeitet. Hierzu wurden Werkzeuge und Verfahren entwickelt, wie z.B. das Nachweisverfahren *mögliche Einspeisung*, das auch im Rahmen eines Feldtests demonstriert wurde. Die im

Rahmen dieser Projekte entwickelten Verfahren und Werkzeuge hatten jedoch zwei Nachteile. Zum einen erfüllten sie nicht alle Anforderungen zur Präqualifikation und zum anderen orientierten sie sich größtenteils an den bestehenden Regelungen, da vor allem die Machbarkeit gezeigt werden sollte. Die Aufgabe des aktuellen Projekts war daher , Werkzeuge und Verfahren zu entwickeln, die einen aus Gesamtsystemsicht optimalen Einsatz von Wind- und Photovoltaikparks am Regelleistungsmarkt ermöglichen.

Das Ziel dieses Projekts lag daher in der Entwicklung und Erprobung derartiger Systeme, um nachzuweisen, dass ein Angebot von Regelleistung durch kombinierte Portfolien aus Wind- und PV-Parks technisch möglich und ökonomisch attraktiv abgebildet werden kann.

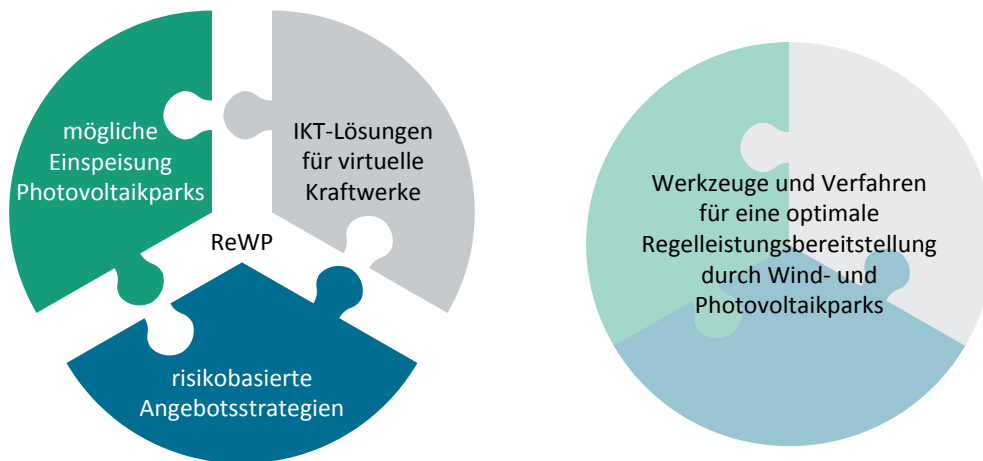


Abbildung 1: Darstellung der Teilziele und des übergeordneten Ziels des Vorhabens

Dieses Ziel stimmt mit den Zielen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Netze“ überein, da eine Ausrichtung der Systemdienstleistung Regelleistung an den Ausbau der Windenergie und Photovoltaik ermöglicht wird. Dadurch kann das große Regelleistungspotenzial der erneuerbaren Energien von circa 100 GW (Stand Mitte 2017), das zum Großteil aus Wind- und Photovoltaikparks besteht, optimal erschlossen werden. Das Ziel besteht aus drei Teilzielen:

1. Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Photovoltaikparks

Die genaue Bestimmung der möglichen Einspeisung (mE) ist notwendig, damit Photovoltaikparks Regelleistung bereitstellen können. Bisher gibt es kein Verfahren, das die Anforderungen der Regelleistung hinsichtlich Genauigkeit und zeitlicher Auflösung erfüllt. Mittels eines solchen Verfahrens würde der Regelleistungsmarkt auch für die Photovoltaik erschlossen werden können.

Die mE entspricht der Leistung, die der Park eingespeist hätte, wenn er nicht abgeregelt worden wäre. Die Information über die mE benötigt der ÜNB, um zu überprüfen, ob der Anbieter einen Abruf negativer Regelleistung zurück nehmen oder einen Abruf positiver Regelleistung erfüllen könnte, sowie, ob die Regelleistung erbracht wurde.

Im Vorhaben wurden Verfahren zur Bestimmung der mE entwickelt und anhand von Testparks der Firma Enerparc evaluiert. Dabei wurde ebenfalls evaluiert, welchen Einfluss die Kopplung von mehreren Photovoltaikparks sowie von Portfolien aus Wind- und Photovoltaikparks auf die Genauigkeit der mE hat. Des Weiteren wurden Verfahren zum Umgang mit der Ungenauigkeit der Bestimmung der mE entwickelt.

2. Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien am Regelleistungsmarkt für einen Pool fluktuierender Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Risikobasierte Angebotsstrategien werden benötigt, damit Wind- und Photovoltaikparks Regelleistung wirtschaftlich und gleichzeitig so zuverlässig wie konventionelle Kraftwerke bereitstellen können. Die Regularien zur Beschaffung von Regelleistung fordern eine Zuverlässigkeit der angebotenen Regelleistung von 100 %. Da der Betrieb technischer Systeme immer mit einer Unsicherheit behaftet ist, was auch die Erfahrungswerte der ÜNB hinsichtlich der Zuverlässigkeit der bisherigen Anbieter zeigen, benötigen die Anbieter risikobasierte Angebotsstrategien. Die bisherigen Angebotsstrategien der Anbieter, mit steuerbaren Anlagen, sind Faustregeln. Diese sehen eine Besicherung der größten Anlage im Pool oder beispielsweise von 10 % – 30 % der angebotenen Regelleistung vor, wodurch sie eine Zuverlässigkeit nahe 100% erreichen. Diese Faustregeln haben jedoch zwei Nachteile. Zum einen besteht die Gefahr, dass zu wenig oder zu viel besichert wird, da keine anlagenspezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden. Dies ist entweder negativ für die Sicherheit oder für die Wirtschaftlichkeit. Ein weiterer Nachteil ist, dass sie auf Wind- und Photovoltaikparks nicht anwendbar sind, da bei den Parks eine gewisse Prognoseungenauigkeit hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Leistung für die angebotenen Zeiträume besteht. Daher besteht seitens potenzieller Anbieter von Regelleistung mit Wind- und Photovoltaikparks aber auch seitens bestehender Anbieter ein großes Interesse an risikobasierten Angebotsstrategien, mit denen aufbauend auf probabilistischen Prognosen ein Optimum aus Wirtschaftlichkeit und Sicherheit gefunden werden kann.

Deshalb werden im Vorhaben risikobasierte Angebotsstrategien für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern mit und ohne steuerbare Anlagen entwickelt.

- Diese basieren zum einen auf probabilistischen Prognosen, mit deren Hilfe einer beliebigen Leistung des Pools eine Zuverlässigkeit zugeordnet werden kann. Der Anbieter kann dann die Leistung anbieten, die er als ausreichend zuverlässig zur Erfüllung der Forderungen erachtet.
- Zum anderen umfassen die Angebotsstrategien die Überprüfung des Angebots mit Hilfe von probabilistischen Kurzfristprognosen, wodurch der Anbieter die Möglichkeit hat, auf eine sich abzeichnende Untererfüllung des Angebots zu reagieren.

Für die Angebotsstrategien müssen anfangs zwei Verfahren entwickelt werden. Das erste Verfahren betrifft die Erstellung probabilistischer Prognosen für steuerbare Anlagen. Das zweite Verfahren betrifft die Kopplung probabilistischer Wind- und Photovoltaikprognosen.

Des Weiteren werden bei der Bearbeitung dieses Teilziels auch Verfahren entwickelt, die dem ÜNB zum einen die Prüfung der Plausibilität des Angebots aus Wind- und Photovoltaikparks und zum anderen den Umgang mit dem Ausfall des Angebots von Wind- und Photovoltaikparks im Fall von Extremereignissen ermöglichen.

3. Entwicklung von Lösungen für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) virtueller Kraftwerke (VK) mit fluktuierenden Erzeugern für die Bereitstellung von Regelleistung

Ein weiteres Ziel des Projekts ist die Weiterentwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch VK mit fluktuierenden Erzeugern, die benötigt werden, damit das Potenzial der Wind- und Photovoltaikparks von derzeit über 90 GW installierter Leistung für die Regelenergieerbringung erschlossen werden kann. In *Kombikraftwerk 2* und *Regelenergie durch Windkraftanlagen* wurden erste IKT-Lösungen entwickelt, die die Machbarkeit demonstrieren, jedoch noch nicht alle

Kriterien eines zuverlässigen und optimalen Betriebs erfüllen. Insbesondere wurde keine direkte Kopplung zum Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt.

Bei der Entwicklung der IKT-Lösungen stehen in erster Linie die Geschwindigkeit, Sicherheit und Stabilität der Datenübertragung im Vordergrund. Des Weiteren werden generische Schnittstellen für die Kommunikation mit den ÜNB und für probabilistische Prognosen zur Angebotserstellung unter Berücksichtigung der Datensicherheit entwickelt.

1.2 Beteiligte, Kompetenzen, Projekterfahrung

Im Folgenden werden für einzelne Themengebiete, die im Projekt behandelt werden, die bisherigen Arbeiten und Ergebnisse der Partner genannt.

Das **Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES** befasst sich mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieversorgungstechnik. Im Rahmen wissenschaftlicher Projekte und industrienaher Kooperationen werden schwerpunktmäßig elektro- und energiesystemtechnische Fragestellungen bearbeitet. Das Leistungsspektrum erstreckt sich von theoretischen Arbeiten über experimentelle Untersuchungen und Feldtests bis hin zu gerätetechnischen Entwicklungen. Die fachlichen Schwerpunkte umfassen unter anderem die Bereiche Leistungselektronik, Regelungstechnik, Verfahrenstechnik, EMV und Messverfahren, Modellbildung und Simulation, technische Systemanalyse sowie Informationssysteme.

Durch das Projekt Regenergie durch Windkraftanlagen hat das IWES zum einen Erfahrungen bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung durch Windparks gesammelt. Zum anderen hat sich das IWES intensiv mit den Anforderungen zur Bestimmung der möglichen Einspeisung für die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks bzw. generell fluktuierende Erzeuger auseinandergesetzt [IWES2013d]. Des Weiteren verfügt das IWES über physikalische und empirische Modelle zur Bestimmung der möglichen Einspeisung [IWES2013c; IWES2010b].

Als größtes Institut für Windenergieforschung besitzt das IWES jahrelange Erfahrungen im Bereich der Prognose fluktuierender Erzeuger. In den letzten Jahren wurden diese Erfahrungen auch auf den Bereich probabilistische Windleistungsprognose erweitert, der vor allem für die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks wichtig ist [IWES2011]. Hierbei war vor allem das Projekt Regenergie durch Windkraftanlagen von Bedeutung. Weiter verfügt das IWES auch über Erfahrungen im Bereich probabilistische Prognosen für steuerbare Anlagen [IWES2013d]. Im Projekt Regenergie durch Windkraftanlagen hat sich das IWES bereits mit Angebotsstrategien für die Regelleistungsbereitstellung aus Windparks [IWES2013b] aber auch aus Photovoltaikparks auseinandergesetzt [IWES2013a]. Das IWES betreibt weiterhin eine Simulationsumgebung für die Kraftwerkseinsatzplanung von virtuellen Kraftwerken [IWES2012b].

Durch die Forschungs- und Demonstrationsvorhaben Regenerative Modellregion Harz, Kombikraftwerk 2 und Regenergie durch Windkraftanlagen verfügt das IWES zudem über eine Software zum Betrieb eines virtuellen Kraftwerks (VK). In diesen wurden Wind- und Photovoltaikparks eingebunden und entsprechend dem Verfahren "mögliche Einspeisung" der Abruf von Regelleistung demonstriert. Des Weiteren verfügt das IWES dadurch auch über mehrfache Erfahrungen bei der Betriebsführung eines solchen virtuellen Kraftwerks.

Der Verantwortungsbereich der Firmen **50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und der TenneT TSO GmbH** als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) umfasst Betrieb, Instandhaltung, Planung und Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland. Dabei

kann auf jahrelange Erfahrungen im Bereich Regelleistungsbereitstellung und Präqualifikation zurückgegriffen werden, da dies zu den zentralen Aufgaben der ÜNB gehört. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber besteht ein hohes Interesse, Erfahrungen mit fluktuierenden Erzeugern hinsichtlich des Regelenergieeinsatzes zu sammeln. Hierbei sind die Felder mögliche Einspeisung fluktuierender Erzeuger, Zuverlässigkeit von Regelenergieangeboten, Präqualifikation und Anforderungen an IKT-Systeme von zentraler Bedeutung.

Als eines der weltweit führenden Unternehmen im Bereich Windenergie mit langjähriger Marktführerschaft in Deutschland beschäftigt **ENERCON** weltweit direkt und indirekt rund 20.000 Mitarbeiter.

Die Firma ENERCON verfügt über jahrelange Erfahrung bei der Integration von Windenergieanlagen und –Parks und den dafür notwendigen Verfahren, wie der Bestimmung der möglichen Einspeisung im Falle einer Steuerung von außen. Von ENERCON betreute Parks bilden windseitig den Anlagenbestand, anhand dessen die Ergebnisse des Projekts in Feldtest evaluiert werden. Die Firma ENERCON besitzt eigene Windparks und hat somit jahrelange Erfahrungen mit der Betriebsführung und verfügt über hochaufgelöste Windparkdaten. Darüber hinaus verfügt ENERCON über jahrelange Erfahrungen im Bereich IKT-Lösungen und SCADA-Lösungen für Windparks. Durch die Projekte Regelenergie durch Windkraftanlagen und Kombikraftwerk 2 hat sich ENERCON bereits intensiv mit der Anpassung oder Erweiterung der IKT-Lösungen an die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks auseinandergesetzt.

Die Firma **Enerparc AG** verfügt über eine jahrelange Erfahrung in den Bereichen Installation und Betriebsführung und Vermarktung von Photovoltaikparks und kann im Rahmen des Projekts hochaufgelöste Daten von Photovoltaikparks zur Verfügung stellen. Des Weiteren verfügt die Firma Enerparc durch die jahrelange Betriebsführung über das Wissen, welche Anforderungen an ein Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung zu stellen sind.

Durch den jahrelangen Betrieb von Photovoltaikparks verfügt die Firma Enerparc über ein Wissen im Bereich IKT-Lösungen für Photovoltaikparks. Die Firma Enerparc nutzt ihre IKT-Lösungen auch für die Überwachung und Steuerung der Photovoltaikparks.

In der Schlussphase des Projekts konnte noch der Direktvermarkter **in.power GmbH** als Projektpartner gewonnen werden. Seitens in.power und der **Energiequelle GmbH** wurden weitere Erzeugungsanlagen sowie deren Erzeugungsdaten für die Untersuchungen und Feldtests bereitgestellt. Die Untersuchungen hinsichtlich der steuerbaren Anlagen wie Biogaskraftwerke wurden durch eine Zusammenarbeit mit dem **VGB PowerTech e.V.**, dem internationalen Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme, unterstützt.

1.3 Stand der Wissenschaft

Das Projekt ReWP gliedert sich in eine Reihe verschiedener Teilprojekte, die die Integration erneuerbarer, fluktuierender Energieerzeuger, insbesondere durch den Einsatz fluktuierender Erzeuger im Kontext der Regelenergie, zum Ziel hat. Dieses gliedert sich in die unter 1.1 eingeführten Teilziele, anhand derer der Stand der Wissenschaft zu Projektbeginn geschildert wird.

1. Bestimmung der möglichen Einspeisung (mE) bei Photovoltaikparks

Die mE wird bei Photovoltaikparks bereits zur Identifizierung von Anlagenstörungen und zur Erstellung von Ertragsprognosen genutzt. Hierbei entsprechen die zeitliche

Auflösung und die Genauigkeit jedoch nicht den Anforderungen der Regelleistung, die bei drei Sekunden und einem nRMSE kleiner als 1,5 % liegen [IWES2013d]. Geforscht wird zurzeit an der Verbesserung physikalischer und empirischer Modelle zur Bestimmung der mE [IWES2013c, IWES2010b]. Mit physikalischen Modellen kann bereits ein nRMSE von 2,5 % bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten erreicht werden [IWES2013c]. Die Ermittlung der mE mit einer derart hohen Genauigkeit und zeitlichen Auflösung stellt somit eine neue Herausforderung dar. Im Vorhaben werden hierzu die bereits am IWES vorhandenen empirischen und physikalischen Verfahren weiterentwickelt und neue Verfahren entwickelt. Die Verfahren werden anhand von Testparks evaluiert. Die Fragestellung im Vorhaben, wie die Bestimmung der mE durch die Kopplung von Wind- und Photovoltaikparks verbessert werden kann, stellt ebenfalls eine neue Fragestellung dar.

2. Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien am Regelleistungsmarkt für einen Pool fluktuierender Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Im Projekt Regelenergie durch Windkraftanlagen wurde bereits eine erste Angebotsstrategie entwickelt. Diese besteht daraus, die Leistung bei einer Zuverlässigkeit von 99,994 % anzubieten und das Angebot anhand einer Kurzfristprognose zu überprüfen [IWES2013a]. Die Angebotsstrategie basiert auf probabilistischen Prognosen, mit deren Hilfe die Zuverlässigkeit des Angebots bestimmt werden kann und die u.a. in [IWES2013a; EMSYS2011] für die Potenzialabschätzung von Windparks am Regelleistungsmarkt verwendet wurden. Der Fokus der Strategie lag jedoch auf der Einhaltung der Zuverlässigkeit. In diesem Vorhaben sollen hingegen Strategien entwickelt werden, die sowohl zuverlässig als auch wirtschaftlich sind und die nicht nur auf Windparks angewandt werden können. Ebenso wurden am IWES bereits probabilistische Prognosen für Photovoltaikparks für die Angebotserstellung genutzt [IWES2013a]. Die Kopplung dieser beiden Prognosen, so wie im Vorhaben geplant, ist jedoch neu.

In der Praxis werden keine probabilistischen Prognosen zur exakten Berechnung der Zuverlässigkeit von steuerbaren Anlagen genutzt. Für die im Vorhaben geplante Erzeugung probabilistischer Prognosen steuerbarer Anlagen kann auf die Vorarbeiten im Projekt Regelenergie durch Windkraftanlagen zurückgegriffen werden [IWES2013b], die wiederum auf der Bestimmung des Kraftwerkfehlers bei der Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs aufbauen [CONSENTEC2010]. Das Verfahren wird in diesem Vorhaben mit Hilfe der Zuverlässigkeitsdaten der VGB PowerTech verbessert.

3. Entwicklung von Lösungen für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) virtueller Kraftwerke (VK) mit fluktuierenden Erzeugern für die Bereitstellung von Regelleistung

Da es noch keine IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung mit VK mit gemischten Portfolios fluktuierender Erzeuger gibt, wird im Folgenden beschrieben, wie die derzeitige IKT dieser Anlagen ausgestaltet ist. Wind- und Photovoltaikparks sind überwiegend auf Funkverbindungen basierenden Technologien wie GSM (G2), GPRS und UMTS (G3) an das Kommunikationsnetz angeschlossen, da sie sich größtenteils außerhalb von Ballungsräumen befinden. Zum Teil erfolgt die Anbindung auch über leitungsgebundene Techniken wie DSL oder Powerline. Zum Datenaustausch werden unterschiedlichste Protokolle und Datenmodelle wie IEC61850, OPC(-XML)DA, MODBUS und auch proprietäre Protokolle verwendet. Weiterhin werden verschiedene Techniken wie VPN, HTTPS und WS-Security eingesetzt, um die Informationssicherheit zu gewährleisten. Daraus ergibt sich eine Vielzahl von Möglichkeiten, die jeweils ihre Vor- und Nachteile hinsichtlich Kosten, Geschwindigkeit, Sicherheit und Verfügbarkeit haben. Im Vorhaben wird daher untersucht, welche Möglichkeiten am besten für die

Regelleistungsbereitstellung geeignet sind und dadurch die Anforderungen an die Bandbreite, Signallaufzeit, Zuverlässigkeit und Informationssicherheit am besten erfüllen. Dabei können auch die in den dezentralen Anlagen zum Einsatz kommenden SCADA- und Bus-Systeme verbessert werden, da diese zurzeit auf Überwachung der Anlagen und die Betriebsführung nach Fahrplan ausgelegt sind.

Das in den Projekten Regelenergie durch Windkraftanlagen und Kombikraftwerk 2 entwickelte VK des IWES ist bisher darauf ausgelegt, die Machbarkeit der Regelleistungsbereitstellung durch Wind- und Photovoltaikparks in einem Feldtest zu demonstrieren. Die Gesamtheit der für eine Regelleistungsbereitstellung bestehenden Anforderungen hinsichtlich der Sicherheit, Skalierbarkeit, Schnelligkeit und Stabilität erfüllte das VK noch nicht und war daher ein wichtiges Ziel dieses Vorhabens. Die bestehenden IKT-Lösungen wurden deshalb in dem Vorhaben erweitert. Da Wind- und Photovoltaikparks zu Beginn des Projekts noch nicht am Regelleistungsmarkt teilnahmen, gab es auch noch keine entsprechenden generischen Schnittstellen für die Übertragung probabilistischer Prognosen zu den ÜNB oder zu den Prognoseanbietern für die Übertragung probabilistischer Prognosen.

1.4 Auswahl weiterer Projekte zur Erbringung von Systemdienstleistungen

Das vom Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderte Verbundforschungsvorhaben INEES - Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - legt den Schwerpunkt auf die Regelleistungserbringung mit einer Fahrzeugflotte von bidirektional ans Stromnetz angebotenen Elektrofahrzeugen. Im Vordergrund stehen hier der gepoolte Betrieb mit zentraler Steuerung und besonderer Berücksichtigung der fahrzeug- und verkehrsspezifischen Besonderheiten sowie die Entwicklung einer bidirektionalen DC-Ladestation. Die Photovoltaik und zukünftige Anforderungen aus Netzsicht werden hier nicht betrachtet.

Das ebenfalls in dieser Förderinitiative eingereichte Projekt Netzkraft - Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen hat zum Ziel, die Einbindung der Erneuerbaren Energien beim Netzwiederaufbau zu ermöglichen. Hier werden für die unterschiedlichen Szenarien bei Netzwiederaufbausituationen geeignete Konzepte grundlegend untersucht und in Form von Fallstudien in unterschiedlichen Technologie- und Konzeptentwicklungen umgesetzt und in Form mehrerer Demonstrationsvorhaben erprobt. Bezüglich der Photovoltaik-Technologieentwicklung steht hier der spannungsgeregelte Betrieb für einen eigenständigen Netzwiederaufbau mit erneuerbaren Energieerzeugern im Vordergrund, der nicht Fokus des vorliegenden Antrags ist.

Parallel zum Projekt ReWP existiert eine weitere Projektinitiative, die im Kontext des Förderprogramms Zukunftsfähige Stromnetze die Betrachtung unterschiedlicher PV-Systeme und deren zukünftiger Beitrag zur Regelleistungserbringung zum Ziel hat. [PVREGEL2017]. Hier werden technische Lösungen zur Einbindung unterschiedlich großer Anlagen - von privaten Kleinanlagen bis hin zu großen Photovoltaikparks – hinsichtlich Wirksamkeit und Integrierbarkeit am Regelleistungsmarkt betrachtet. Das Projekt endet Juli 2017.

Das deutsch-französisch-portugiesische Projekt REstable dient der Verbesserung von regenerativ-basierten Stromnetz-Systemdienstleistungen durch bessere Zusammenarbeit der europäischen Regelzonen. Ziel ist die Sicherung der Netzstabilität im europäischen Stromnetzverbund bei einem Ausbau der schwankenden Stromerzeugung mit erneuerbarer Energien. Vor dem Hintergrund eines europäischen

100%-Erneuerbare-Energien-Szenarios wird die Übertragbarkeit auf das gesamte europäische entso-e-Verbundnetz untersucht, um daraus Meilensteine für die Umstellung der europäischen Energieversorgung auf erneuerbare Energien abzuleiten.

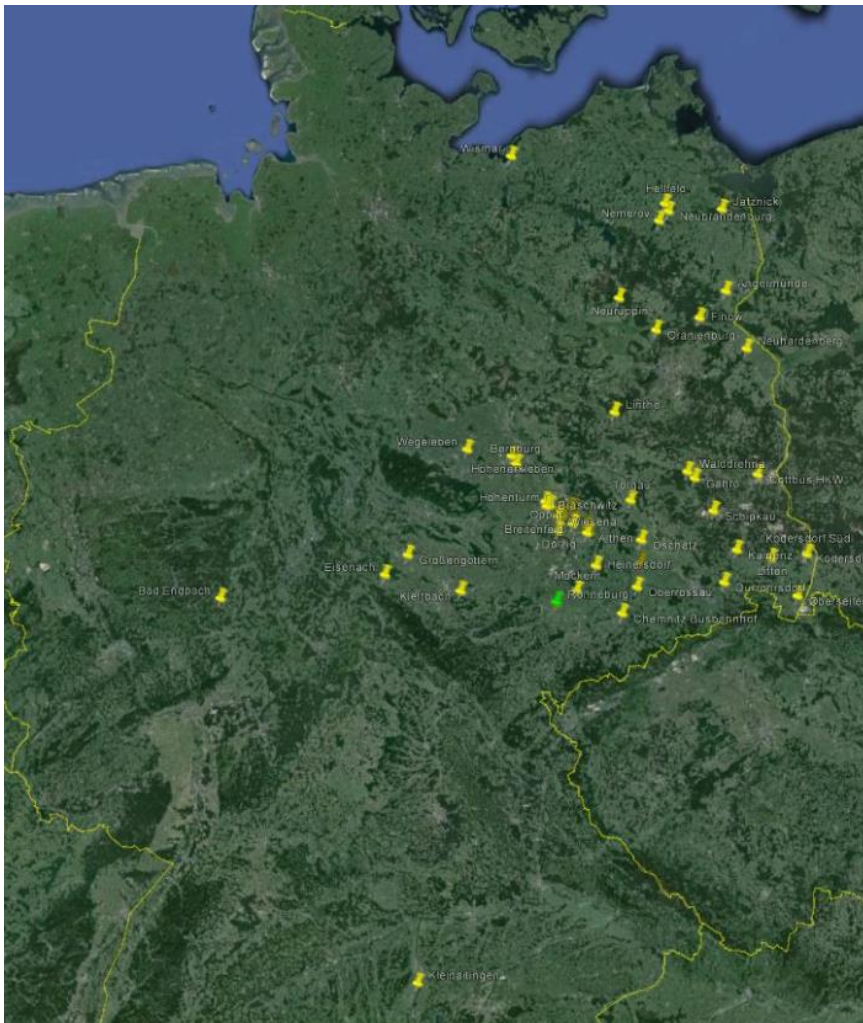
1.5 Überblick Arbeitspakete

In Anlehnung an die drei Kernfragen (mE von Photovoltaikanlagen, Portfolioaggregation und risikobasierte Angebotsstrategien und Umsetzung in IKT-Strukturen), gliedert sich in das Projekt in drei Hauptarbeitspakete:

AP 1 Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Eine zentrale Fragestellung bei der Bereitstellung von Regellenergie durch fluktuierende Erzeuger ist die mögliche Einspeisung(mE). Diese entspricht der Leistung des Wind- oder Photovoltaikparks, wenn dieser nicht abgeregelt worden wäre. Die mE wird damit zur Nachweisführung bei der Bereitstellung von Regelleistung durch Wind- und Photovoltaikparks benötigt.

Im Rahmen der Arbeiten in diesem AP sind Verfahren für die Berechnung der mE aus Photovoltaikanlagen entwickelt und anhand der Daten aus den Testparks evaluiert worden.



Des Weiteren wurden die Verfahren hinsichtlich

- Nutzung von unterschiedlichen Mengen an Inputdaten (z.B. Luftdruck),
- Nutzung von längeren Zeiträumen in denen die Daten zur Verifizierung der Verfahren erfasst werden und
- Nutzung von größeren Pools von Photovoltaikparks.

untersucht und die Anwendbarkeit der Verfahren beleuchtet. Die Daten für die Tests wurden von den Partnern ENERCON und Enerparc und von dem Unterauftragnehmer Energiequelle bereitgestellt.

AP 2 Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien am Regelleistungsmarkt für einen Pool fluktuierender Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Das zweite Arbeitspaket diente der Erstellung von Konzepten zu risikobasierten Angebotsstrategien. Grundlage hierfür sind probabilistische Prognosen für die fluktuierenden Erzeuger Wind und Photovoltaik, die eine Angebotserstellung für einen Pool von Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Prognosefehler bzw. der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Erzeugung der einzelnen Anlagen. Besonderes Augenmerk wurde hier auf die Kombination der verschiedenen Erzeuger in einem Anlagenpool gelegt. Die Ergebnisse aus AP 2 sollen es ermöglichen, Angebotsstrategien für einen Pool volatiler Erzeuger zu erstellen, wobei auf Vorarbeiten aus dem Projekt *Regelenergie durch Windkraftanlagen* zurückgegriffen werden konnte. Die Grundlage für die Strategien bildeten zuvor entwickelte Verfahren zur Verknüpfung der probabilistischen Prognosen von Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen. Wichtige Fragestellungen bei den Angebotsstrategien sind u.a.:

- Mit welcher Zuverlässigkeit sollte angeboten werden, um gleichzeitig ein ausreichend sicheres und aber auch möglichst wirtschaftliches Angebot machen zu können?
- Wie kann das Angebot am besten mit Hilfe von probabilistischen Kurzfristprognosen überprüft werden?
- Wie kann berücksichtigt werden, dass bei Auktionen mit langen Vorlaufzeiten, ggf. die Vorhaltung von Regelleistung durch steuerbare Anlagen durch fluktuierende Erzeuger übernommen werden kann und wie kann dies möglichst wirtschaftlich genutzt werden?
- Was sind die kostendeckenden Leistungs- und Arbeitspreise?

Die genaue Ausgestaltung künftiger Angebotsstrategien hängt von jeweils geltenden Rahmenbedingungen wie Auktionszeiten am Regelleistungsmarkt und die Festlegung des Nachweisverfahrens für die Erbringung ab. Die Angebotsstrategien wurden in der Simulationsumgebung MATLAB implementiert und getestet.

AP 3 Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks

Ziel des Arbeitspaketes 3 war die Umsetzung der in den vorangegangenen Arbeitspaketen erarbeiteten Ergebnisse in die IKT Strukturen des virtuellen Kraftwerks mit dem Ziel ein Konzept zur verlässlichen Regelleistungserbringung zu erstellen. An die Implementierung der Verfahren sowie die mess- und steuertechnische Anbindung

der Anlagen schließt sich eine Evaluationsphase an, in der verschiedene Testszenarien durchlaufen werden.

1.6 Zusammenfassung der Projektergebnisse

Durch die Arbeiten im Projekt konnten die angestrebten Ergebnisse erreicht werden. So gab das Projekt Hinweise, dass eine Bereitstellung von Sekundär- und Minutenregelleistung mittels Pools aus fluktuierenden Erzeugern – vorbehaltlich der Formulierung der Genauigkeitsanforderungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber - generell möglich und praktikabel umsetzbar ist.

Dazu wurde im Projekt ein Verfahren entwickelt, das die mögliche Einspeisung eines PV-Parks auf Basis der gemessenen Leistung Referenzwechselrichtern bestimmt. Es konnte gezeigt werden, dass dieses Verfahren genauer ist als ein Verfahren, das lediglich auf den Messungen einer Referenzzelle an einer Stelle im Park basiert. Nachteil hierbei ist jedoch, dass die Leistung der Referenzwechselrichter nicht gedrosselt werden kann und damit nicht für die Regelleistung zur Verfügung steht. Die Auswertung der Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der Parks im Projekt hat gezeigt, dass diese generell mit einer höheren installierten Leistung sowie längerer Mittelungszeiträume zunimmt. Hinsichtlich der möglichen Einspeisung aus Windparks wurden derzeit verfügbare Verfahren eingesetzt. Die Qualität des Signals mögliche Einspeisung durch wird parallel zum Forschungsprojekt durch interne F&E Tätigkeiten seitens des Herstellers verbessert. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf einen älteren Softwarestand. Die Arbeiten an der Software (Stand August 2017) adressieren bereits Effekte die während des Projekts erkannt wurden. Generell konnte festgestellt werden, dass die Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Wind-Parks ausgereifter scheinen als die verwendeten Verfahren für PV-Parks, da diese generell höhere Fehler aufwiesen.

Weiterhin wurde ein statistisches Verfahren vorgestellt, das zukünftig dazu dienen könnte, systematische Fehler bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung während einer Abregelung aufzudecken.

Besonderes Augenmerk gilt der Regelgeschwindigkeit von Photovoltaikparks. Die in den Feldtests eingesetzten Parks wiesen eine starke Verzögerung bei der Beendigung von Regelungseingriffen auf.

Im Rahmen des Projekts wurden probabilistische Prognosen für Einzelparks erstellt und Verfahren zur Kombination zu Poolprognosen entwickelt. Dabei zeigte sich die Vorteilhaftigkeit der Poolung gegenüber einer einfachen Aufsummierung der einzelnen Regelleistungsangebote. Zudem zeigt sich, dass das mögliche Regelleistungsangebot sehr stark von den Faktoren Sicherheitsniveau und Produktlängen abhängig ist.

Die hier gezeigte Methodik ermöglicht es, zuverlässig ein Angebot für Pools aus verschiedenen Erzeugern zu erstellen. Weiterhin zeigt sich, dass das Pooling aus Wind- und PV-Parks mit konventionellen Erzeugern sich sehr positiv auf die maximal anbietbare Leistung auswirkt, sodass beide Pools davon profitieren.

Voraussetzung für die Anwendung der Methode ist jedoch die Verfügbarkeit der Daten für die einzelnen Anlagen der Pools.

Im Rahmen der Implementation der Verfahren für das Feldtestsystem konnte gezeigt werden, dass die Verwendung von Portfolien aus fluktuierenden Erzeugern für die Regelleistungsbereitstellung praktikabel ist. Es wurde jedoch deutlich, dass weitere Randbedingungen wie Redispatch und Eisman bei der Steuerung des Portfolios Berücksichtigung finden müssen. Da die Verarbeitung von probabilistischen Prognosen eine zentrale Rolle spielt, ist deren Einbindung über die entsprechenden Gremien in die Standardisierungsprozesse einzubringen. Die im Projekt verwendeten Kommunikationstechniken erweisen sich als ausreichend. Bei der Umsetzung von

realen Projekten ist jedoch die jeweilige Kombination aus zentralem Managementsystem, Kommunikationsstrecke und Reaktionszeiten der einzelnen technischen Einheit genau zu prüfen.

In der Testphase konnte gezeigt werden, dass unter den gegebenen Bedingungen die Dynamik von Wind- und PV-Kraftwerken ausreichend ist, um die Bedingung für die Erbringung von Sekundärregelleistung zu erfüllen. Aus technischen Gründen sollte jedoch eine Absenkung der Leistung von Windparks unter 3% vermieden werden, um eine schnelle Reaktion der Windparksteuerung sicher zu stellen. Die laut Präqualifikationsbedingung geforderte volle Aktivierung bzw. Rücknahme nach max.5 Minuten ist aber in jedem Fall gegeben. Das in dem Projekt eingeführte Paradigma, dass an die Kraftwerke ein Differenz-Sollwert statt eines Absolut-Sollwertes gesendet wird, hat sich als vorteilhaft erwiesen.

Das mögliche Einspeisungssignal ist in diesem System von zentraler Bedeutung. Er wird sowohl von der Disaggregation zur Aufteilung des Regelleistungsabrufs genutzt, als auch von der Regelung der Kraftwerke zur Einhaltung des Differenz-Sollwertes.

Insgesamt haben die Feldtests gezeigt, dass die Erbringung von Regelleistung durch gemischte Pools aus fluktuierenden Erzeugern Wind und Photovoltaik generell praktikabel ist. Es erwies sich allerdings auch als notwendig, das Poolverhalten in der Abrufphase genau zu beobachten und die Steuersignale zu den einzelnen technischen Einheiten dynamisch zu berechnen, um das Abrufsignal entsprechend auszufüllen.

In den folgenden Kapiteln wird detailliert auf die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete eingegangen.

1.7 Literatur

[CONSENTEC2010] CONSENTEC, R2B ENERGY CONSULTING GmbH (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des BMWi.

[DENA2010] dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.

[EMSYS2011] Focken, U.; Schaller, M. (2011): Solutions for Optimal Trading of Wind Energy. Evaluation results and highlights for the demo case at EWE. In: Workshop - "Towards Smart Integration of Wind Generation", Paris, France.

[ÜNB2012] 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (2013): Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Sekundärregelleistung. Fassung vom 28. Mai 2013.

[IWES2011] Speckmann, M.; Baier, A. (2011): Provision of Frequency Control by Wind Farms. 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants; 25 - 26.10.2011.

[IWES2012b] Hochloff, P.; Schreiber, M. (2012): Biogasanlagen und Speicher zur Integration erneuerbarer Energien. Beitrag auf dem 17. Kasseler Symposium 2012.

[IWES2010b] Glotzbach, T. (2010): Ein Beitrag zur mathematischen Charakterisierung von Photovoltaik-Dünnschichttechnologien auf Basis realer I/U-Kennlinien. Dissertation an der Uni Kassel.

[IWES2013a] Jansen, M.; Speckmann, M. (2013): Participation of photovoltaic systems in control reserve markets. 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 June 2013.

[IWES2013b] Jansen, M.; Speckmann, M. (2013): Wind turbine participation on Control Reserve Markets. EWEA 2013, Wien.

[IWES2013c] Saint-Drenan, Y-M (2013): Simulation von PV-Anlagen. Dissertation an der Universität Kassel, voraussichtlich Ende 2013.

[IWES2013d] Schneider, D.; Kaminski, K.; Siefert, M.; Speckmann, M. (2013): Available Active Power Estimation for the Provision of Control Reserve by Wind Turbines. EWEA 2013, Vienna, 4.2. - 7.2.2013.

[ÜNB2016] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2016

[PVREGEL2017] Internetseite des Projekts PV-Regel: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/regelleistung-mit-pv-anlagen-fuer-stabilen-netzbetrieb>, Zugriff 10.07.2017

[BNetzA2017] Pressemitteilung der Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur verbessert die Bedingungen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten Strom, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28062017_Regelenergie.html?nn=265778, Zugriff 10.07.2017

2

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

2.1 Zielsetzung - Einordnung ins Projekt

Die Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger ist existenziell für die Erbringung von Regelleistung, insbesondere, wenn sie als Bezugsgröße für die Vorhaltung und Erbringung verwendet wird, wie dies zurzeit für Windkraftanlagen in Deutschland in einer Pilotphase erprobt wird.

Die mögliche Einspeisung entspricht dabei der maximal möglichen Leistung eines fluktuierenden Erzeugers aufgrund des Dargebots an Primärenergie (Wind bzw. Solarstrahlung) zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. der Leistung, die der fluktuierende Erzeuger erbracht hätte, wäre er nicht gedrosselt worden.

Windparks müssen diesen Wert in vielen Ländern schon seit längerer Zeit als Wert in ihrem SCADA-System zur Verfügung stellen. Aus diesem Grund gibt es in diesem Bereich schon zahlreiche Aktivitäten in der Forschung und bei Herstellern. Verfahren zur Bestimmung der mE bei PV-Parks sind hingegen weniger ausgeprägt.

Aus diesem Grund wurden in ReWP zwei Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung von PV-Parks definiert und evaluiert. Das eine Verfahren basiert dabei auf der Messung der Einstrahlung und der Temperatur einer kleinen Referenzzelle, die im Park installiert ist. Das zweite Verfahren nutzt als Referenz die Messungen von Wechselrichtern, deren ungedrosselte Einspeisung auf die anderen Teile des Parks hochgerechnet wird.

Weiterhin wurde die Genauigkeit der Verfahren zur möglichen Einspeisung der im Projekt vorhandenen Wind- und PV-Parks evaluiert. Dazu sind zeitlich hoch aufgelöste Daten der einzelnen Parks aus dem virtuellen Kraftwerk verwendet worden. Hierbei wurden auch zeitliche und räumliche Ausgleichseffekte näher untersucht. Letztlich bleibt das Problem bestehen, dass die Güte der Bestimmung der möglichen Einspeisung nur im nicht abgeregelten Fall analysiert werden kann. Deshalb sollte auch ein Verfahren entwickelt werden, das Aussagen zur Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung während einer Abregelung machen kann.

2.2 Ausgangspunkt - Stand der Wissenschaft

Für die Bestimmung der möglichen Einspeisung von Windparks wurden unter anderem im Vorgängerprojekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ Untersuchungen durchgeführt, in denen mehrere Verfahren untersucht wurden [1,2]. In diesen Untersuchungen wurde entweder von der Anemometerwindgeschwindigkeit oder der Einspeisung von nicht abgeregelten Referenzwindkraftanlagen auf die mögliche Einspeisung des ganzen Windparks geschlossen, bei ersterem wurden teilweise auch Abschattungseffekte mit berücksichtigt.

Beim Projekt PossPow [3] lag dagegen der Hauptfokus auf dem Einfluss von Abschattungen auf die Bestimmung der möglichen Einspeisung.

Bei den Herstellern von Windenergieanlagen gibt es ebenfalls Aktivitäten, um die Bestimmung der möglichen Einspeisung zu verbessern. Auch hier liegt der Fokus zunehmend auf den Abschattungseffekten innerhalb von Windparks.

Inzwischen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in einem Leitfaden für die Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von MRL [4] eine Anforderung an die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung definiert. Sie bezieht sich auf über eine Minute gemittelte Werte mit einer Leistung über 10 % der installierten Nennleistung. Sie besagen,

- dass der mittlere Fehler (Bias) nicht größer als ± 1 % der zu präqualifizierenden Leistung liegen darf.
- dass sich mindesten 95,45 % der Fehler in einem Bereich von ± 10 % der zu präqualifizierenden Leistung befinden müssen (99,73 % nach der Pilotphase).
- dass sich mindestens 68,27 % der Fehler in einem Bereich von ± 5 % der zu präqualifizierenden Leistung befinden müssen (± 3 % nach der Pilotphase).

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Die Bestimmung der möglichen Einspeisung von PV-Parks stand bisher weniger im Fokus der Forschung. Die vorhandenen Verfahren basieren meist auf der Messung der Einstrahlung. Das Projekt „PV-Regel“ beschäftigt sich neben ReWP auch mit der Erbringung von Regelleistung durch PV-Anlagen. Hier soll ebenfalls ein Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung entwickelt werden [5].

2.3 Entwicklung eines Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung von Photovoltaik-Parks

Während die Bestimmung der möglichen Einspeisung von Windenergieanlagen bereits größere Bedeutung hat (Vorgaben von Netzbetreibern, Engagement der Hersteller, höhere Anzahl an Abregelungen etc.), spielte die Bestimmung der möglichen Einspeisung bei PV-Parks bis jetzt eher eine untergeordnete Rolle. In der Praxis verwendete Verfahren basieren meist auf der Messung der Einstrahlung, von der unter Verwendung von physikalischen Modellen auf die Leistung des PV-Parks geschlossen wird.

Aus diesem Grund wird hier ein solches Verfahren mit einem Verfahren, das auf der Hochrechnung der Einspeisung von Referenzwechselrichtern basiert, hinsichtlich der Genauigkeit der bestimmten möglichen Einspeisung verglichen.

2.3.1 Datengrundlage

Für die folgenden Untersuchungen wurden Messungen eines großen PV-Parks aus Delitzsch in der Nähe von Leipzig (s. Abbildung 3) verwendet. Der PV-Park hat eine Peak-Leistung von 32 MWp, die sich auf 37 Wechselrichter aufteilen. Die verschiedenen Teile des Parks, die den einzelnen Wechselrichtern zugeordnet sind, können der rechten Darstellung in Abbildung 3 entnommen werden. Es gibt drei Referenzzellen zur Messung der Einstrahlung auf die Moduloberfläche und der Modultemperatur. Diese sind mit roten Quadraten markiert.

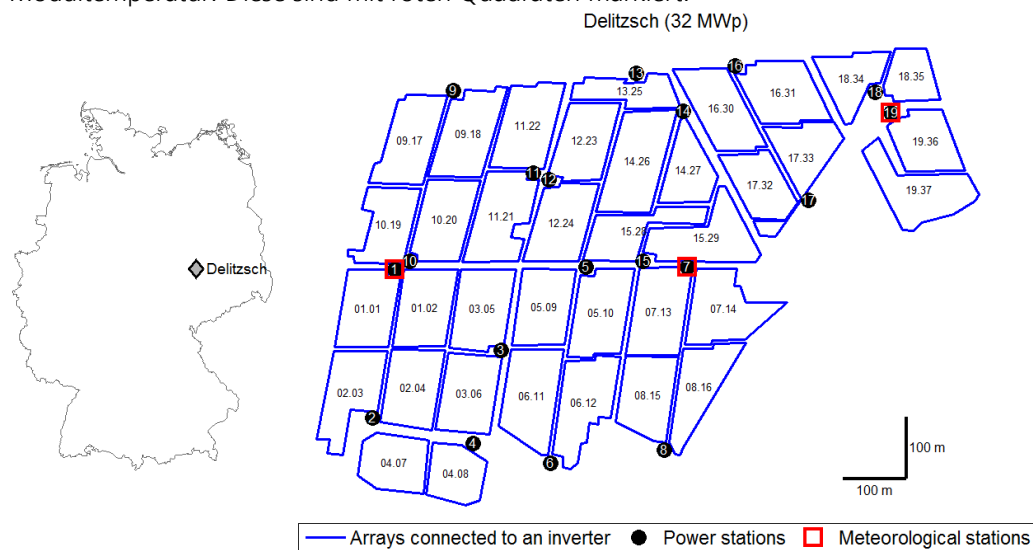


Abbildung 3: Links: Standort des PV-Parks; Rechts: Konfiguration des PV-Parks

Der Datensatz enthält über fünf Minuten gemittelte Leistungswerte für die 37 Wechselrichter für die Zeit zwischen Oktober 2012 und März 2015. Ein Beispiel für die verfügbaren Messungen ist in Abbildung 4 für den 1. Oktober 2012 dargestellt. In der unteren Grafik sind die Leistungsmessungen der 37 Wechselrichter als Funktion der Zeit abgebildet. Die Darstellung zeigt, dass alle Messungen für alle Zeitpunkte nahe beieinander liegen, wobei eine zeitabhängige Varianz der Messungen beobachtet werden kann. Messungen an jedem Wechselrichter um 12:06 Uhr werden in der oberen Grafik dargestellt. Diese zeigt, dass die beobachtete Varianz von der Heterogenität der Einstrahlung innerhalb des PV-Parks stammt.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

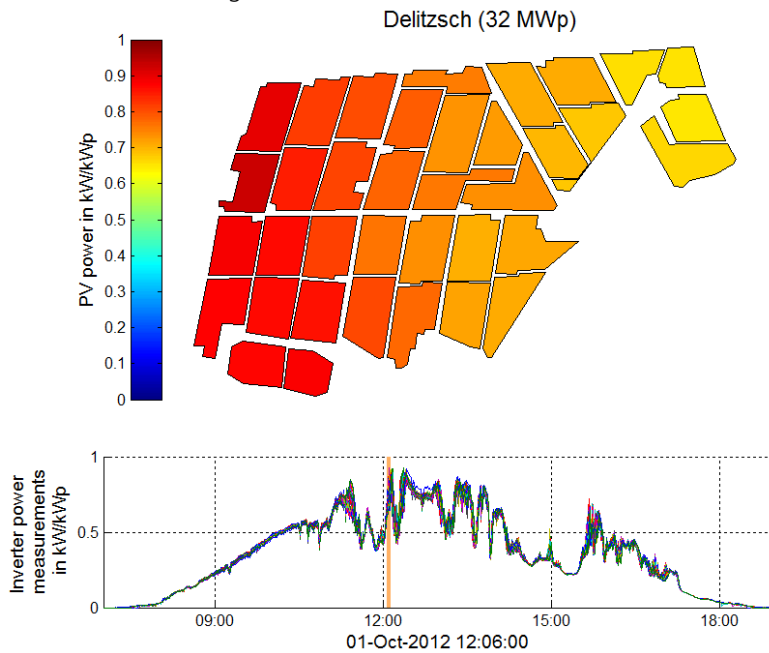
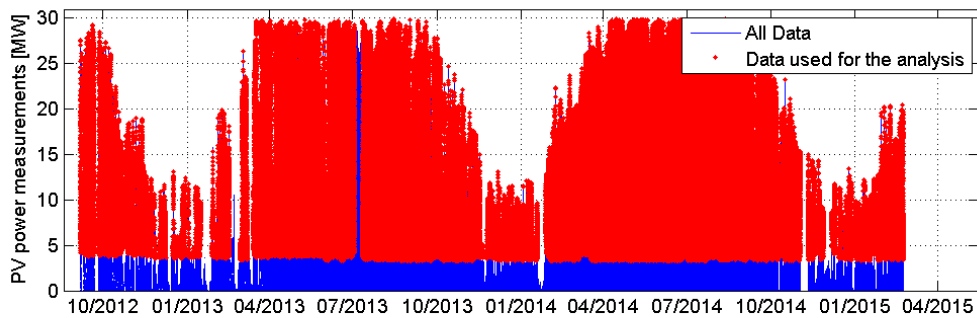


Abbildung 4: Leistungsmessung des PV-Parks für einen Beispieltag (01.10.2012). Unten: Zeitreihe der Leistungsmessung der 37 Wechselrichter über den betrachteten Tag. Oben: Räumliche Darstellung der Wechselrichter-Leistungsmessungen um 12:06 Uhr

Die Zeitreihe der gesamten PV Stromerzeugung des PV-Parks ist im oberen Plot der Abbildung 5 dargestellt. Es werden nur Datenpunkte für die Modellevaluation verwendet, die für die Zielerreichung relevant sind. Es wird angenommen, dass nur solche Datenpunkte relevant sind, in denen die Leistung bei mehr als 10 % der installierten Leistung liegt. Die roten Punkte im oberen Plot der Abbildung entsprechen diesen Punkten.



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

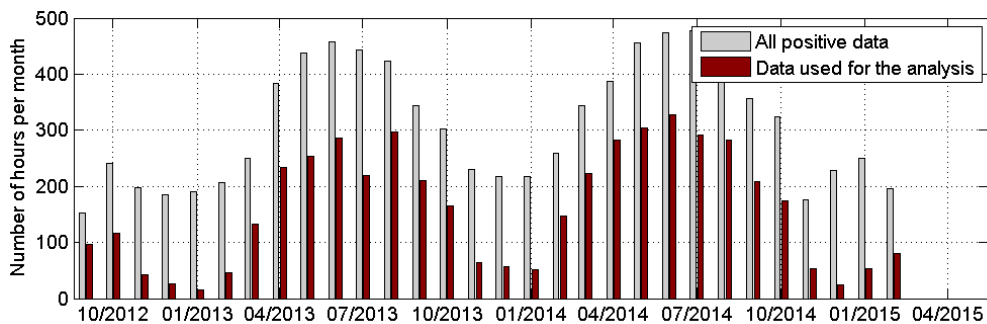


Abbildung 5: Leistungsmessung des PV-Parks für einen Beispieltag (01.10.2012).

Die gesamte Anzahl der verfügbaren Messungen (graue Säulen) in einem Monat wird im unteren Plot in Abbildung 5 mit der Anzahl der hier verwendeten Daten (rote Säulen) mit mehr als 10 % der installierten Leistung verglichen. Die Anzahl der Werte, die für die Validierung verwendet werden, reicht von 10 Werten in Wintermonaten bis zu mehr als 300 Werten in Sommermonaten. Es kann auch beobachtet werden, dass das eingeführte Kriterium die Anzahl der Werte um 150 – 200 Werte pro Monat verringert.

Weiterhin ist wichtig festzuhalten, dass die Leistungsmessung bis auf wenige kleine Probleme im Betrieb und ein paar Tage mit fehlenden Daten vollständig und offensichtlich fehlerfrei ist. Der Einfluss von größeren Fehlern im Betrieb wie Ausfälle von Strings wird in der Validierung nicht berücksichtigt.

2.3.2 Methode

Für die Untersuchung werden zwei verschiedene Ansätze zur Bestimmung der möglichen Einspeisung untersucht. Der erste Ansatz basiert auf Messungen einer oder mehrerer Referenzzelle(n) in der Mitte des PV-Parks. Die Referenz ist also meteorologischen Ursprungs. Der zweite Ansatz verwendet eine räumliche Interpolation einer Auswahl von Referenzwechselrichtern, die sich in normalem Betriebsmodus befinden, also nicht abgeregelt werden. In diesem Fall ist die Referenz eine elektrische Messung.

Zunächst muss jedoch die Kappungsgrenze für jeden Wechselrichter bestimmt werden, deren Wert in beiden Verfahren Eingang findet.

2.3.3 Bestimmung der Kappungsgrenze der einzelnen Wechselrichter

Die Kappungsgrenze eines Wechselrichters ist die maximale Leistung eines Wechselrichters. Der Effekt der Kappungsgrenze auf die Leistungsabgabe ist im linken Plot der Abbildung 6 dargestellt, in dem die Ausgangsleistung eines Wechselrichters als Funktion der zugehörigen Einstrahlung auf die Solarmodulebene (engl. Plane of array, POA) dargestellt ist. Es kann beobachtet werden, dass die Leistungswerte nie 0,97

überschreiben. Dieser Wert stellt die Kappungsgrenze des Wechselrichters dar. Er wird hier als gestrichelte Linie dargestellt. Um den Wert zu bestätigen, wird ein Histogramm der verfügbaren Leistungsmesswerte ausgewertet. Wird diese Darstellung verwendet, kann die Kappungsgrenze als Peak der höchsten Leistungswerte entdeckt werden. Der Peak wird verdeutlicht durch das graue Quadrat im rechten Plot der Abbildung 6. Dieses Vorgehen erfolgt für jeden der 37 Wechselrichter. Die Ergebnisse werden später verwendet, um die Leistungsabgabe der Wechselrichter mit den beiden untersuchten Methoden zu berechnen.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

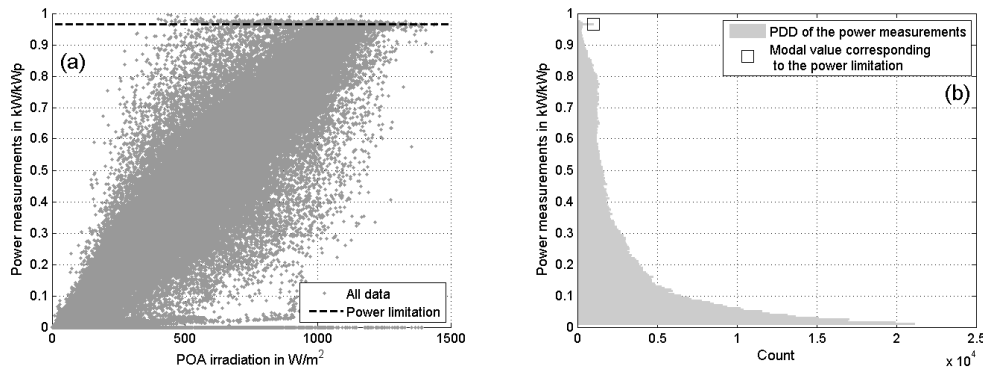


Abbildung 6: Darstellung der Methode, um die Leistungsbegrenzung der einzelnen Wechselrichter zu bestimmen. (a) Punktwolke der Leistungsmesswerte über der Einstrahlung in Modulebene. Die Kappungsgrenze wird als gestrichelte Linie dargestellt. (b) Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Leistungsmesswerte. Der Peak, der aus der Leistungsbegrenzung resultiert, wird durch das graue Quadrat verdeutlicht.

2.3.4 Bestimmung der möglichen Einspeisung aus meteorologischer Referenz

In diesem Abschnitt wird eine Methode zur Bestimmung der Leistungsabgabe eines jeden Wechselrichters basierend auf der meteorologischen Referenzmessung präsentiert. Dazu wird zunächst ein Modell ausgewählt, das die PV-Leistung als Funktion der Einstrahlung in Modulebene und der Temperatur berechnet. Anschließend wird ein Verfahren für die Bestimmung der Modell-Parameter basierend auf historischen Messwerten vorgestellt.

2.3.4.1 Modell-Auswahl

Ein übliches Verfahren, um die PV-Leistung auf Basis von Einstrahlung und Temperatur zu berechnen, ist die Verwendung der Leistungskurve eines Moduls für eine Modultemperatur von 25°C $f_{T_m=25^\circ C}^{mod}$ und für Wechselrichter f^{inv} sowie des Temperaturkoeffizienten μ_{temp} am Maximum Power Point. Dazu können beispielsweise die Modelle von Beyer [6] und Schmidt und Sauer [7] für das Modul bzw. den Wechselrichter verwendet werden.

$$P_{PV} = P_{peak} K_{derating} f^{inv} \left(f_{T_m=25^\circ C}^{mod} (G_{POA}) \left(1 + \mu_{temp} (T_m - 25^\circ C) \right) \right) \quad (2.1)$$

Der Koeffizient $K_{derating}$ repräsentiert den aggregierten Effekt aller Verluste im PV-Park, die nicht durch das Modul- oder Wechselrichtermodell berücksichtigt werden. Für die vorgeschlagene Untersuchung müssen die verschiedenen Parameter des Modells aus den Zeitreihen der gemessenen Leistungsabgabe, Einstrahlung in Modulebene und Modultemperatur bestimmt werden. Die Parameter zu bestimmen gestaltet sich jedoch schwierig, da zwischen den Effekten der Leistungskurve des Moduls und des Wechselrichters unterschieden werden müssen. Das Modell wird aus diesen Gründen durch die Einführung einer Leistungskurve des PV-Parks (f^{PV}) vereinfacht. Diese berücksichtigt die aggregierten Effekte für das Modul als auch den

Wechselrichter für eine Modultemperatur von 25°C ($f^{PV} = K_{derating} f^{inv} \circ f_{T_m=25^\circ C}^{mod}$). Der Einfluss der Temperatur wird nun in der Wechselstrom Leistung berücksichtigt. Dies führt zu einem geringen Modellierungsfehler, welcher jedoch als vernachlässigbar angesehen wird, wenn die Linearität der meisten Wechselrichter Leistungskurven in Betracht gezogen wird. Mit dieser Vereinfachung kann das Modell folgendermaßen beschrieben werden:

$$P_{PV} \cong P_{peak} f^{PV}(G_{POA}) (1 + \mu_{temp}(T_m - 25^\circ C)) \quad (2.2)$$

Mit:

P_{PV}	PV-Leistung [kW],
$f^{PV} = f^{inv} \circ f_{T_m=25^\circ C}^{mod}$	Leistungskurve des PV-Parks
P_{peak}	Peak-Leistung des PV-Parks [kW _p] als Ausgangsleistung für eine Modultemperatur von 25°C als Funktion der Einstrahlung in Modulebene,
G_{POA}	Einstrahlung auf die Modulebene [W/m ²],
T_m	Modultemperatur [°C], and,
μ_{temp}	Temperaturkoeffizient [%/°C].

Das verwendete Modell hat schließlich zwei Parameter:

- Die Leistungskurve des PV-Parks als Ausgangsleistung für eine Modultemperatur von 25°C als Funktion der Einstrahlung in Modulebene.
- Den Temperaturkoeffizienten, der die Abnahme der Effizienz mit steigenden Modultemperaturen beschreibt.

Für die hier gemachte Untersuchung kann der Temperaturkoeffizient als konstant für alle Wechselrichter betrachtet werden und wird auf 0,4 %/°C festgelegt. Schließlich muss noch die Leistungskurve f^{PV} für jeden Wechselrichter bestimmt werden. Die hier verwendete Methode wird im nächsten Abschnitt vorgestellt.

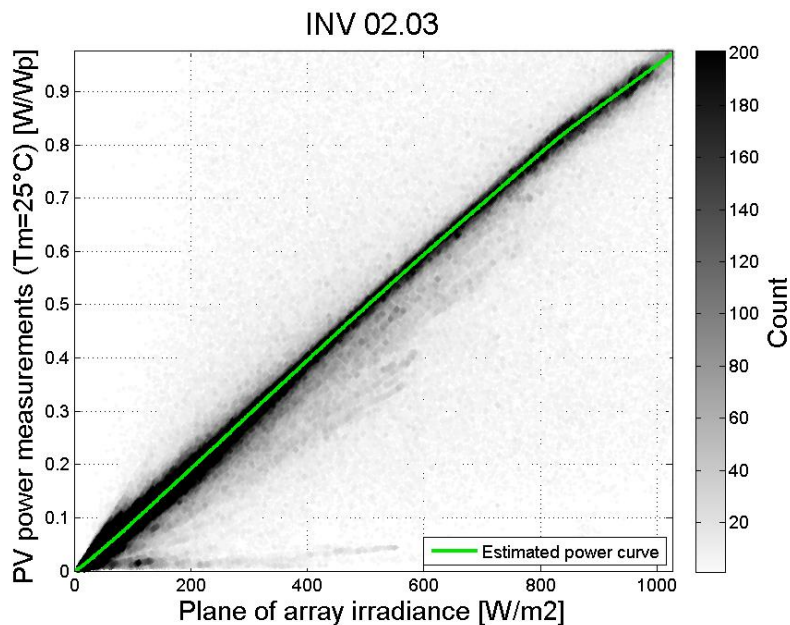
2.3.4.2 Bestimmung der Modell-Parameter

Um die Leistungskurven für die einzelnen Wechselrichter zu bestimmen, wurden die Leistungsmesswerte zunächst mit dem zuvor beschriebenen Modell um den Einfluss der Temperatur korrigiert. Dazu wurde die folgende Beziehung verwendet:

$$f^{PV}(G_{POA}) \cong \frac{P_{PV}}{P_{peak} (1 + \mu_{temp}(T_m - 25^\circ C))} \quad (2.3)$$

Die um den Temperatureinfluss korrigierten Leistungswerte sind in Abbildung 7 über der Einstrahlung in Modulebene aufgetragen. Die Farbe der einzelnen Punkte repräsentiert dabei die lokale Dichte der Punkte. Die Form der gesuchten Leistungskurve kann so bereits abgeschätzt werden.

Auf Basis der dargestellten Daten, wurde die Leistungskurve für jeden Wert der Einstrahlung mit einer robusten Regression bestimmt. Diese Regression wird durchgeführt für alle Einstrahlungswerte, die in einem Intervall von 25 W/m² liegen und zentriert ist auf den Einstrahlungswert für den der jeweilige Wert der Leistungskurve gesucht wird. Die zwei Koeffizienten der linearen Funktion, die mit der robusten Regression ermittelt wurden, werden schließlich verwendet, um die gesuchten Werte für die gesuchte Leistungskurve zu berechnen. Die resultierende Leistungskurve ist als grüne Linie in Abbildung 7 dargestellt.



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Abbildung 7: Scatter-Plot der um Temperatureinfluss und weitere Verluste korrigierten Leistungswertmessungen als Funktion der gemessenen Einstrahlung in der Modulebene (Plane of array irradiance) und Leistungskurve (grüne Linie).

Für die Bestimmung der Parameter wurden die Daten eines Jahres verwendet, die nicht mit den Daten für die spätere Modell-Validierung übereinstimmen.

Bei der genaueren Betrachtung der Daten zeigte sich, dass sich die eigentliche Leistungskurve der Wechselrichter mit der Zeit ändert. Dies ist das Resultat verschiedener Ursachen, die nicht von dem gewählten Modell in Betracht gezogen werden, wie zum Beispiel das gegenseitige Abschatten von Modulreihen oder zeitlich variierende Fehler bestimmter Teile in den Modulflächen, die an den Wechselrichter angebunden sind. Um diese Schwankungen des Wirkungsgrads der Wechselrichter zu berücksichtigen wird die Leistungskurve täglich neu berechnet, indem die Messungen der letzten 10 Tage berücksichtigt werden.

Es wurden zwei verschiedene Methoden verwendet, um die mögliche Einspeisung des PV-Parks auf Basis der meteorologischen Messungen der Referenzzelle zu bestimmen: ein statischer Ansatz, in dem die Leistungskurve einmal mit den Daten eines Jahres bestimmt wird und ein dynamischer Ansatz, in dem die Leistungskurve täglich bestimmt wird, indem ein gleitendes Zeitfenster von 10 Tagen verwendet. Die zwei Ansätze sind in Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung der verschiedenen Ansätze zur Bestimmung der Parameter

	<i>Statische Bestimmung der Parameter</i>	<i>Dynamische Bestimmung der Parameter</i>
Temperaturkoeffizient beim Maximum Power Point	Konstante Annahme von 0,4 %/°C	Konstante Annahme von 0.4 %/°C
Leistungskurve des PV-Park-Bereichs	Einmalig ausgewertet mit Messungen eines Jahres	Täglich ausgewertet mit Messungen der letzten 10 Tage

2.3.5 Hochrechnung einer Auswahl von Referenzwechselrichtern

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

2.3.5.1 Methode

Das Prinzip der Hochrechnungsmethode wird in Abbildung 8 dargestellt. Um diesen Ansatz nutzen zu können, ist es wichtig, dass die ausgewählten Wechselrichter im Falle einer Abregelung des gesamten PV-Parks selbst nicht abgeregelt werden, sondern im normalen Betrieb verbleiben. Folgerichtig kann nicht die volle Kapazität des PV-Parks dazu verwendet werden, beispielsweise Regelleistung bereitzustellen bzw. abgeregelt zu werden, sondern nur der Teil, der nicht als Referenz dient. In Abbildung 8 sind die Teile des PV-Parks grau markiert und von 1 bis 5 nummeriert, deren gemessene Leistung dazu verwendet wird, die Leistung des gesamten PV-Parks unter normalen Bedingungen zu berechnen. Es wird beispielhaft gezeigt, wie die mögliche Einspeisung des blau markierten Teils des PV-Parks mithilfe einer räumlichen Interpolation der gemessenen Leistung der Referenzinverter bestimmt wird. Die inverse Distanzgewichtung wird hier aufgrund ihrer Einfachheit verwendet.

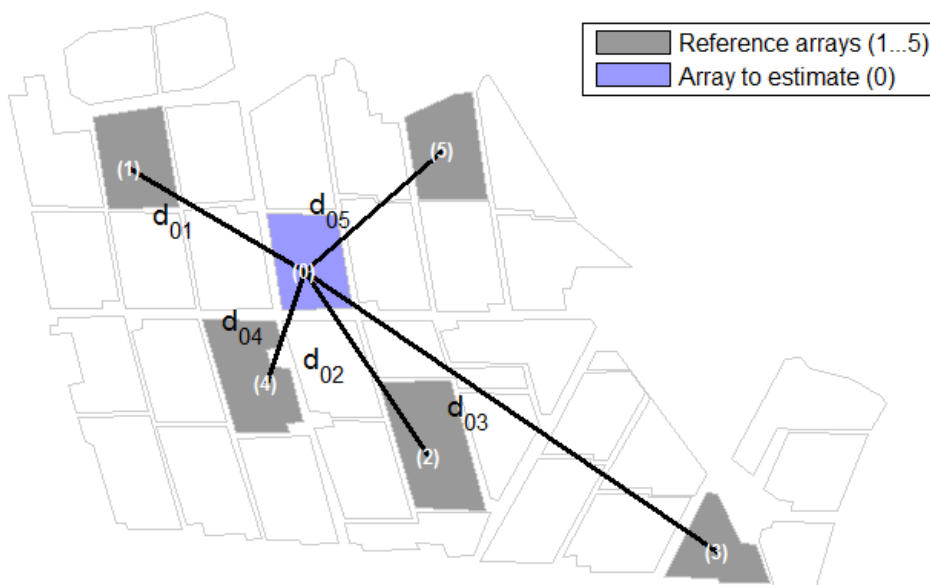
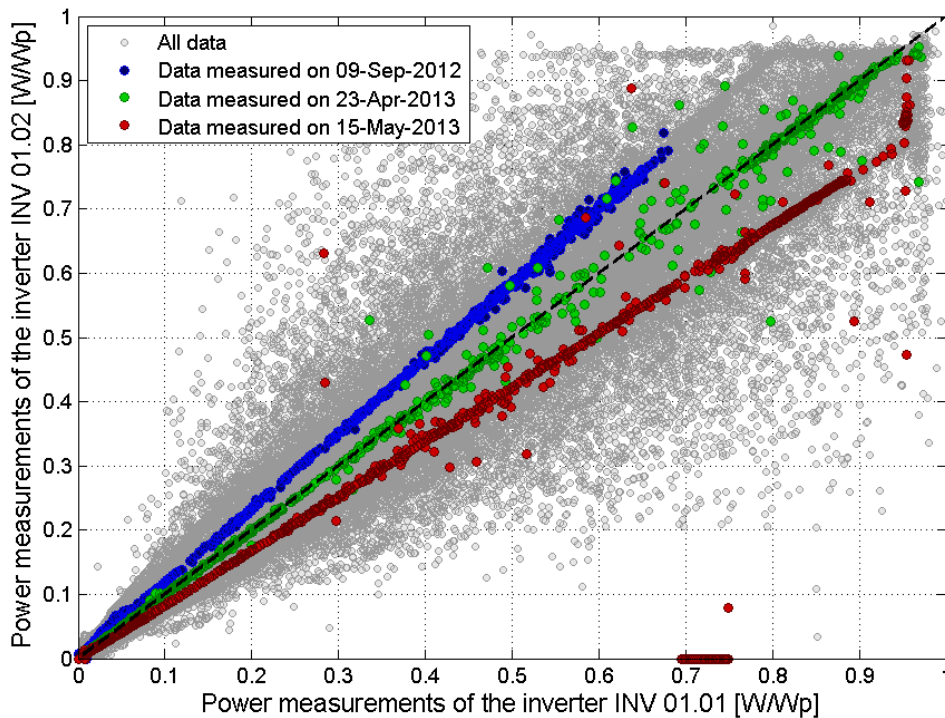


Abbildung 8: Beispiel für die Berechnung der möglichen Einspeisung eines Teils des PV-Parks (blau) auf Basis der Leistungsmessungen der Referenzwechselrichter (grau)

Es kann davon ausgegangen werden, dass der oben beschriebene Ansatz gute Ergebnisse liefern kann, solange die Anzahl der Referenzwechselrichter groß genug ist, gut über die Gesamtfläche des PV-Parks verteilt ist und alle Wechselrichter ähnliche Charakteristiken aufweisen. Die letzte Annahme stimmt in der Praxis jedoch oft nicht. Tatsächlich können sich die PV-Module, die an einen Wechselrichter angeschlossen sind, sowie der Wirkungsgrad des Wechselrichters selbst stark von Wechselrichter zu Wechselrichter unterscheiden. Zusätzlich können sich die Leistungsverluste von einem zum anderen Wechselrichter unterscheiden (z.B. Module mit unterschiedlichen Leistungen). Die resultierenden Leistungsunterschiede zwischen den einzelnen Wechselrichtern sind in Abbildung 9 illustriert. Hier ist die Leistung des Wechselrichters INV 01.02 über der Leistung des Wechselrichters INV 01.01 für den ganzen Zeitraum (graue Punkte) und für drei Beispieltage (blaue, grüne und rote Punkte).



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Abbildung 9: Scatter-Plot der Leistung des Wechselrichters INV 01.02 über der Leistung des Wechselrichters INV 01.01

Der Plot in Abbildung 9 zeigt, dass sich die Charakteristiken zweier Wechselrichter unterscheiden können, aber auch, dass sich dieser Unterschied mit der Zeit verändern kann. Um diesen Unterschied zu berücksichtigen, wird ein Parameter $R_{ij}(t)$ eingeführt, der das Verhältnis der Wirkungsgrade der Wechselrichter i und j zum Zeitpunkt t beschreibt. Schließlich kann die Leistung $P_i(t)$ des Wechselrichters i zum Zeitpunkt t durch die Leistung $P_j(t)$ der N_{ref} Wechselrichter zum Zeitpunkt t mit folgendem Zusammenhang bestimmt werden:

$$P_i(t) = \min \left[p_i^{lim}, p_i^{peak} \frac{\sum_{j=1}^{N_{ref}} \delta_j(t) d_{ij}^{-p} R_{ij}(t) P_j(t) / P_j^{peak}}{\sum_{j=1}^{N_{ref}} \delta_j(t) d_{ij}^{-p}} \right] \quad (4.4)$$

Mit:

- $P_i(t)$ Leistungsmessung des Wechselrichters i zum Zeitpunkt t
- p_i^{peak} Peak-Leistung des Wechselrichters i
- p_i^{lim} Kappungsgrenze des Wechselrichters i
- $P_j(t)$ Leistungsmessung des Wechselrichters j zum Zeitpunkt t
- p_j^{peak} Peak-Leistung des Wechselrichters j
- p_j^{lim} Kappungsgrenze des Wechselrichters j
- $\delta_j(t)$ ist gleich 1 wenn der Wechselrichter zum Zeitpunkt t in Betrieb ist und ansonsten gleich 0
- d_{ij} Euklidische Distanz zwischen den geometrischen Zentren der Teilflächen des PV-Parks, die an die Wechselrichter i bzw. j angeschlossen sind.
- p Koeffizient der inversen Distanzwichtung ($p=2$)
- $R_{ij}(t)$ Verhältnis der Leistung zwischen Wechselrichter i und Wechselrichter j zum Zeitpunkt t

N_{ref} Anzahl der Referenzwechselrichter

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

Um den oben genannten Zusammenhang anwenden zu können, müssen nun noch das Verhältnis R_{ij} und eine Auswahl an Referenzwechselrichtern ausgewählt werden, was in den nächsten zwei Abschnitten beschrieben wird.

2.3.5.2 Auswahl der Referenzwechselrichter

Um den Einfluss der Anzahl an Wechselrichtern auf das Ergebnis zu untersuchen, wird die Anzahl an Wechselrichtern von 1 bis 36 variiert (der ganze PV-Park umfasst 37 Wechselrichter). Für eine gegebene Anzahl an Referenzwechselrichtern werden diese so ausgewählt, dass sie bestmöglich räumlich verteilt sind, um die maximale räumliche Information zu erhalten und die mittlere Distanz zwischen Referenz- und anderen Wechselrichtern zu minimieren. Dazu wurde ein k-means Clustering Algorithmus auf die Koordinaten der Wechselrichter angewendet. Im ersten Schritt werden die 37 Wechselrichter in n Cluster gruppiert, wobei n die Anzahl der Referenzwechselrichter ist. Für jeden Cluster wird dann der Wechselrichter, der dem geometrischen Zentrum des Clusters am nächsten ist als Referenzwechselrichter ausgewählt. Die Ergebnisse dieser Methode sind in Abbildung 10 für 1, 2, 5 und 10 Referenzwechselrichter dargestellt. In den Abbildungen ist gut erkennbar, dass die Referenzwechselrichter, in rot markiert, homogen innerhalb des PV-Parks verteilt sind.

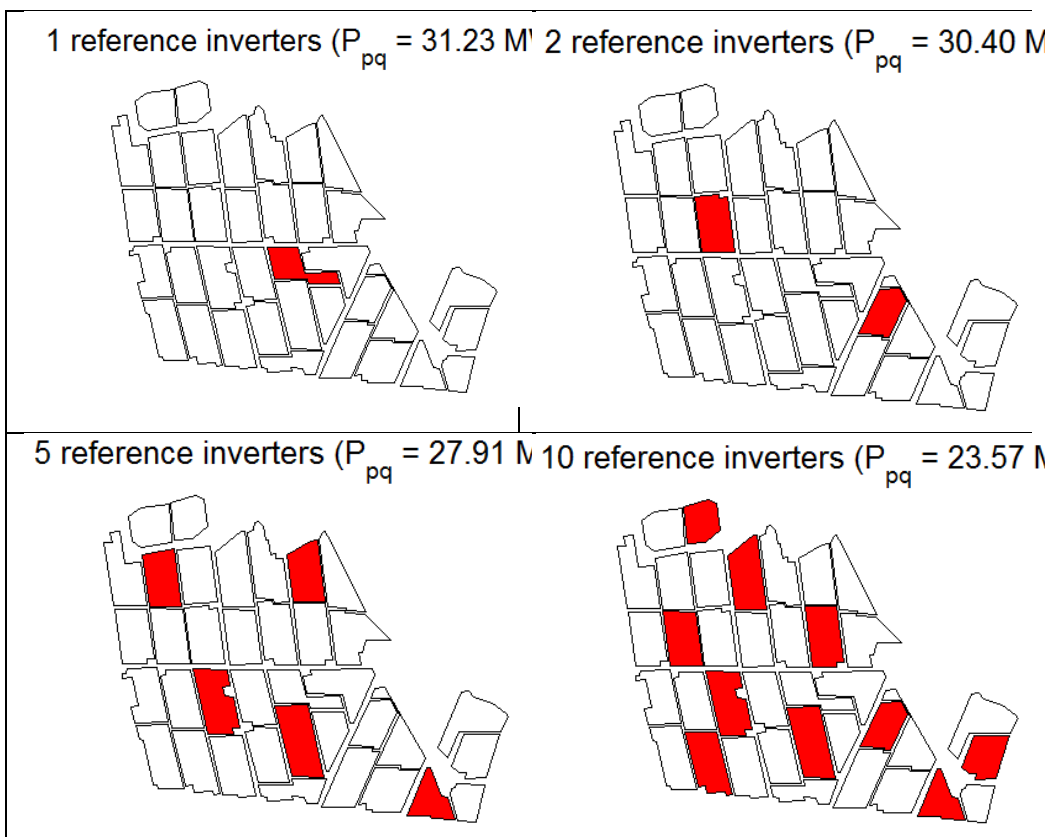


Abbildung 10: Darstellung der Auswahl an Referenzwechselrichtern

Da die Initialisierung des k-mean clustering Algorithmus zufällig erfolgt, kann die Auswahl der Referenzwechselrichter zwischen zwei aufeinanderfolgenden Läufen variieren. Aus diesem Grund hätte es interessant sein können, den Effekt der Auswahl

bestimmter Wechselrichter als Referenzwechselrichter auf das Ergebnis zu untersuchen. Aus Zeitgründen wurde hier nur jeweils eine Auswahl an Wechselrichtern für eine bestimmte Anzahl an Referenzwechselrichtern weiter untersucht.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

2.3.5.3 Bestimmung des Leistungsverhältnisses zweier Wechselrichter

Wie oben erwähnt, wird ein Faktor verwendet, um die Differenz zwischen dem Wirkungsgrad zweier Wechselrichter zu beschreiben. Es wurde festgestellt, dass diese Differenz in Abhängigkeit von der Zeit variiert. Diese Differenz wird bestimmt, indem die 5-Minuten-Messungen aller Kombinationen von Invertern verwendet werden. Der Ansatz, der dafür verwendet wird, wird in Abbildung 11 für die Wechselrichter INV 01.01 und INV 01.02 dargestellt. Alle verfügbaren Messungen sind als hellgraue Punkte dargestellt. Alle Messpunkte vom 15.05.2013 werden als dunkelgraue Punkte hervorgehoben. Eine robuste Regression wurde verwendet, um die Steigung der Kurve zu berechnen, die durch den Ursprung geht und die mit den meisten Punkten übereinstimmt. Die schwarze Linie in Abbildung 11 zeigt das Ergebnis der robusten Regression.

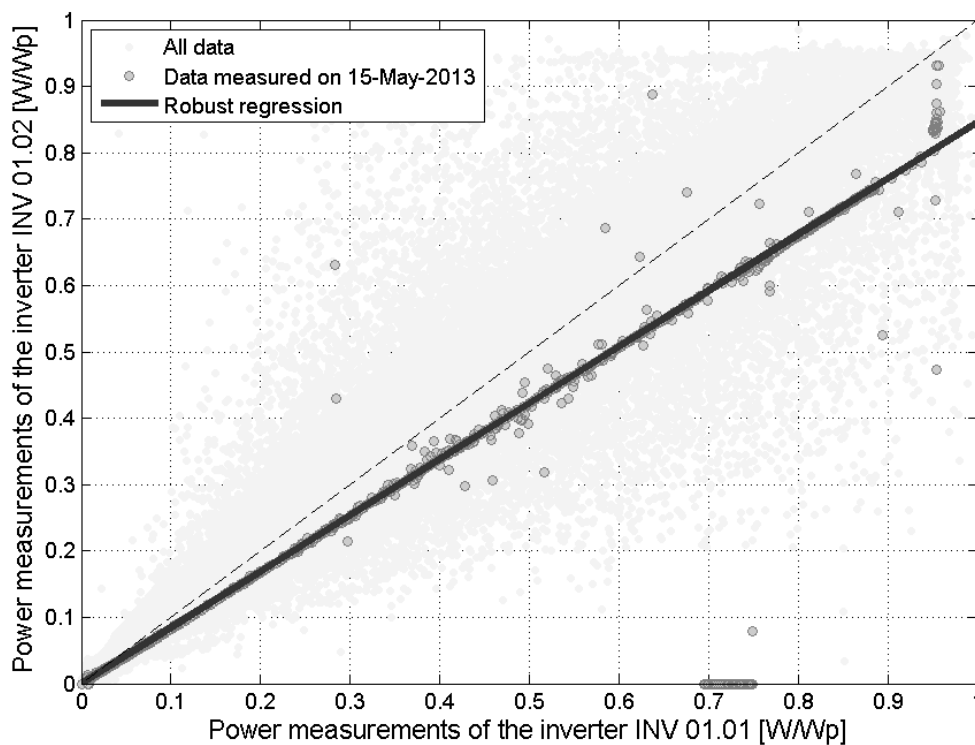
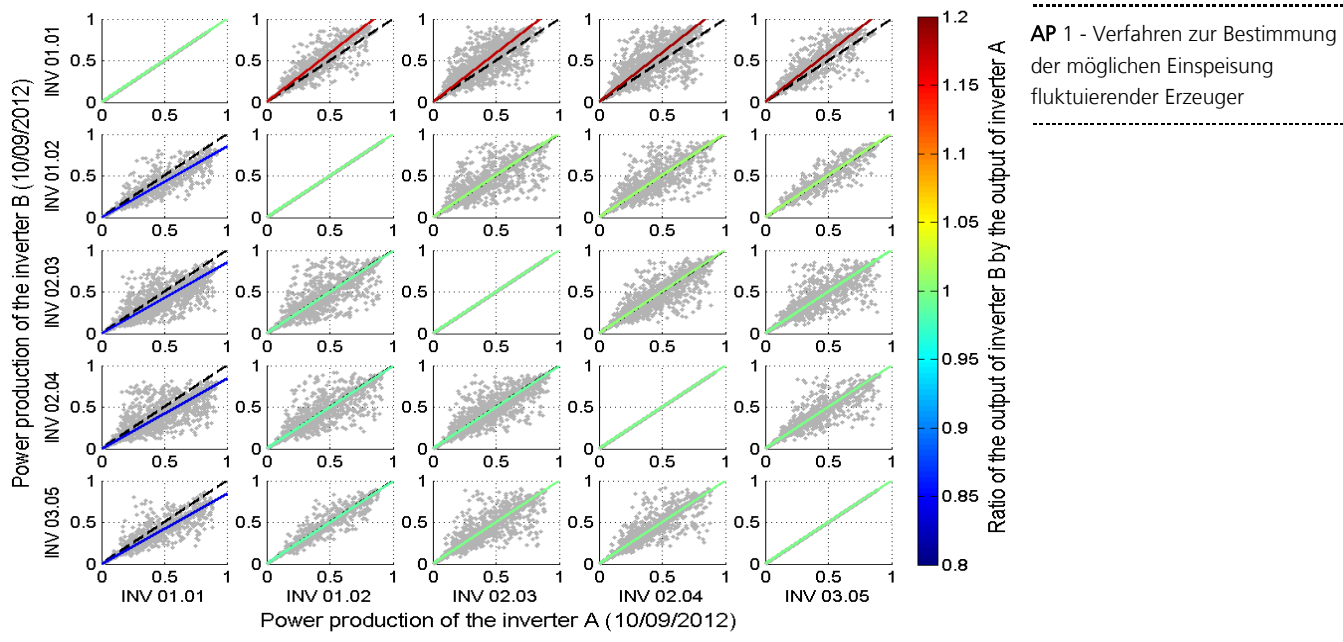


Abbildung 11: Leistungsmessung des Wechselrichters INV 01.02 über den Leistungsmesswerten des Wechselrichters INV 01.01. Alle verfügbaren Messwerte sind in hellgrau dargestellt. Messwerte vom 15.05.2013 sind als dunkelgraue Punkte hervorgehoben. Die schwarze Linie stellt das Ergebnis der robusten Regression dar.

Das oben beschriebene Vorgehen wurde für jede Kombination von zwei Wechselrichtern durchgeführt. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 12 für die Kombinationen der ersten fünf Wechselrichter dargestellt. Es handelt sich dabei um die gleiche Darstellung wie in Abbildung 11 allerdings wird hier die Höhe des Verhältnisses durch Farben dargestellt.



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Abbildung 12: Darstellung des Verhältnisses zwischen den Wirkungsgraden jeder Kombination von zwei Wechselrichtern auf Basis der fünf ersten Wechselrichter

Da die tägliche Berechnung des Verhältnisses die operationelle Implementierung der Methode deutlich schwieriger gestalten kann, wurde ein alternativer Ansatz in Betracht gezogen, in dem die zeitabhängige Variation des Verhältnisses vernachlässigt wird. In dieser vereinfachten Methode wird die Steigung der Kurven als statisch angenommen und wird nur einmal auf Basis der Daten des ersten Jahres bestimmt, die nicht für die Evaluation der Methode verwendet werden. Zuletzt wird eine dritte Methode definiert, in der das Verhältnis als konstant angenommen und gleich eins gesetzt wird. Dieser Ansatz wird dazu verwendet, den zusätzlichen Nutzen der Berücksichtigung der Verhältnisse zwischen den Wechselrichtern zu quantifizieren. Somit werden drei Ansätze in dieser Untersuchung verwendet, die sich in der Genauigkeit der Berücksichtigung der Unterschiede zwischen den Wechselrichtern unterscheiden (s. folgende Tabelle).

Tabelle 2: Zusammenfassung der verschiedenen Verfahren zur Bestimmung der Parameter für das Referenzwechselrichterverfahren

	<i>Konstante Hochrechnung der Wechselrichterleistung</i>	<i>Statische Hochrechnung der Wechselrichterleistung</i>	<i>Dynamische Hochrechnung der Wechselrichterleistung</i>
Bestimmung des Wechselrichter- verhältnisses	Wird als konstanter Wert gleich 1 angenommen	Wird als konstanter Wert angenommen und für jede Kombination von Wechselrichtern bestimmt	Wird als sich mit der Zeit ändernder Wert angenommen und wird täglich für jede Kombination von Wechselrichtern bestimmt
Anzahl der Referenzwechsel- richter	1...36	1...36	1...36

2.3.6 Ergebnisse

Die mögliche Einspeisung des PV-Parks wurde mit Hilfe der zwei oben beschriebenen Methoden berechnet und mit den entsprechenden Leistungsmesswerten verglichen. Die Daten, die für diese Evaluation verwendet werden, sind nicht Teil der Daten, mit deren Hilfe die Modelle angepasst und die Parameter bestimmt wurden. In diesem Abschnitt werden zwei Varianten des Verfahrens basierend auf meteorologischen Messungen der Referenzzelle betrachtet. Bei der Auswertung liegt der Fokus auf der Einhaltung der Präqualifizierungsbedingungen der ÜNB.

Für jede Variante der elektrischen Referenzwechselrichterermethode wurde die Anzahl der Referenzwechselrichter variiert, um die optimale Anzahl an Referenzwechselrichtern zu ermitteln. Dabei ist zu beachten, dass sich mit steigender Anzahl an Wechselrichtern die Leistung, die abgeregelt werden kann und bspw. für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert werden kann, verringert. Dieser Effekt, der für den meteorologischen Ansatz irrelevant ist, wird bei der Evaluation mit einbezogen.

2.3.6.1 Bestimmung der möglichen Einspeisung auf Basis von meteorologischen Messungen

Das Ergebnis der zwei auf den Messungen der Referenzzelle basierenden Ansätze für die Mögliche Einspeisung ist in Abbildung 13 im Vergleich zu den tatsächlichen Messungen dargestellt. Im linken Plot sind die Ergebnisse des statischen Ansatzes dargestellt. Es ist offensichtlich, dass die große Mehrheit der Punkte nahe der optimalen Gerade liegt. Allerdings gibt es zwei weitere Flächen mit einer hohen Dichte an Punkten, die unterhalb der Ideallinie liegt. Weitere Untersuchungen zeigten, dass diese Punkte solchen Situationen entsprechen, in denen die Modulreihen sich gegenseitig abschatten. Der dynamische Ansatz scheint dieses Problem zu beheben, sodass nur eine natürlich Streuung der Fehler um die Ideallinie verbleibt.

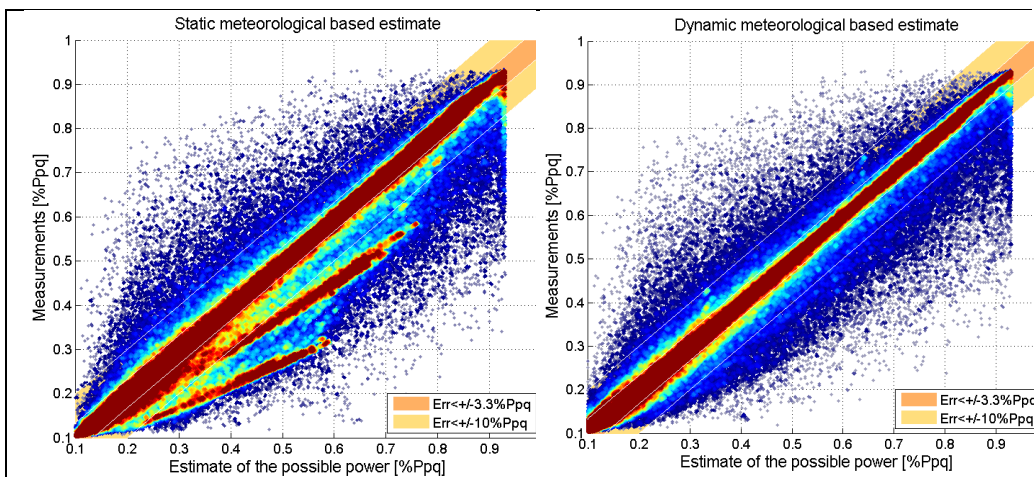


Abbildung 13: Leistungsmessungen über dem Ergebnis für die mögliche Einspeisung für die statische (links) und dynamische (rechts) Variante des meteorologischen Referenzzellenansatzes

Anschließend wird ausgewertet, ob die Ergebnisse aus Abbildung 13 die Präqualifikationsanforderungen erfüllen. Zu diesem Zweck wird jeweils der Bias, sowie der Anteil der Fehler, der kleiner als $\pm 10\%$ bzw. $\pm 3,3\%$ der präqualifizierbaren Leistung ist, berechnet. Die Ergebnisse sowie die Präqualifikationsbedingungen der ÜNB werden in Tabelle 3 präsentiert.

Tabelle 3: Evaluation der Verfahrensvariationen mit statischer und dynamischer Parameter Bestimmung

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

	Anforderungen	Statische Parameter Bestimmung	Dynamische Parameter Bestimmung
Bias	<+/-1% P _{pq}	2,67% P _{pq}	0,60% P _{pq}
Anteil der Fehler kleiner als ±10 % P _{pq}	>99,73% (>95,45%)	86,57% P _{pq}	93,12% P _{pq}
Anteil der Fehler kleiner als ±3,3 % P _{pq}	>68,27%	68,86% P _{pq}	78,61% P _{pq}

Es ist gut zu erkennen, dass der Anteil der Fehler, die kleiner als ±3,3 % der zu präqualifizierenden Leistung sind, bei beiden Varianten größer ist als von den ÜNB gefordert. Das Kriterium wird knapp von der Variante mit statischen Parametern erfüllt, wohingegen die dynamischen Parameter deutlich über diesem Wert liegen.

Der Bias der statischen Variante ist mehr als viermal so groß wie bei dynamischer Bestimmung der Parameter. Dies kann auch hier auf die gegenseitige Abschätzung der Modulreihen zurückgeführt werden, wie schon in Abbildung 13 festgestellt wurde. Aus diesem Grund ist der Bias für den statischen Ansatz deutlich größer als 1 % und erfüllt die Anforderungen der ÜNB nicht.

Schließlich kann festgestellt werden, dass beide Ansätze deutlich nicht in der Lage sind die Anforderung bezüglich des Anteils an Fehlern, die kleiner als ±10 % der zu präqualifizierenden Leistung sind, einzuhalten. Der hohe Anteil an Fehlern, die größer sind, ist in beiden Fällen so groß, dass beide Ansätze inkompatibel sind mit den Anforderungen der ÜNB.

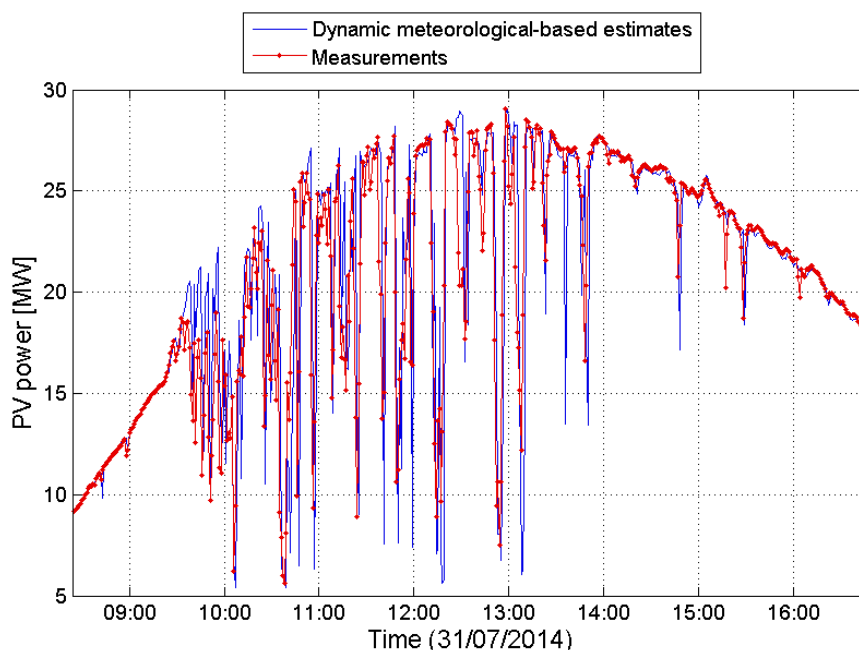


Abbildung 14: Vergleich der durch die Messungen der Referenzzelle bestimmten möglichen Einspeisung mit den tatsächlichen Messungen an einem Tag mit wechselnder Bewölkung

Die großen Fehler, die verantwortlich sind für die Nichteinhaltung der Forderungen der ÜNB treten meist an Tagen mit stark wechselnder Bewölkung und somit stark schwankender Stromerzeugung auf. Ein Beispiel dafür ist der 31.07.2014, der in Abbildung 14 dargestellt ist. Es ist gut ersichtlich, dass der Wert der möglichen Einspeisung generell sehr gut mit dem gemessenen Leistungswert übereinstimmt. Auch die Fluktuationen werden generell gut abgebildet. Allerdings kommt es hier auch zu großen Fehlern. Der Grund dafür ist die räumliche Ausdehnung des gesamten PV-Parks von mehreren Hektar im Gegensatz zu der Punktmessung der Referenzzelle. Insbesondere bei häufigem Wechsel zwischen klarem Himmel und Wolken, kann sich die Einstrahlung auf Teile des PV-Parks stark unterscheiden und somit die Messung an ausschließlich einer Stelle des Parks nicht ausreichend sein.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

2.3.6.2 Bestimmung der möglichen Einspeisung basierend auf elektrischen Messungen

Für die Auswertung der elektrischen Methode wurde die Zahl der Referenzwechselrichter von 1 bis 36 variiert. Daraus folgend verringert sich die Leistung des PV-Parks, die abgeregelt werden kann. Aus diesem Grund unterscheidet sich auch die Auswertung etwas von der vorherigen Methode und wird deshalb separat durchgeführt.

Die drei von den ÜNB vorgegebenen Kriterien werden für die drei unterschiedlichen Varianten der Referenzwechselrichtermethode für die unterschiedliche Anzahl an Wechselrichtern ausgewertet. Die Auswertungen sind in Abbildung 15 zusammen mit den Präqualifikationsanforderungen dargestellt. Es ist zu sehen, dass sich die drei Varianten der Methode (durch die blauen, grünen bzw. roten Kurven gekennzeichnet) hinsichtlich ihrer Güte sehr ähnlich verhalten. Die Berücksichtigung des Verhältnisses zwischen den Wirkungsgraden der Wechselrichter bringt eine Verbesserung der Genauigkeit, allerdings fällt diese gering aus und ist nicht nötig, um die Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen.

Nur bei der Verwendung von einem Wechselrichter kommt es bei dem einfachen Hochrechnungsansatz zu einem merklich größeren Bias als bei den beiden anderen Varianten. Der Unterschied zwischen der statischen und dynamischen Bestimmung der Inverter Wirkungsgrade bringt insgesamt jedoch nur marginale Vorteile. Dies wird auch von den Scatter-Plots in Abbildung 17 vermittelt, in denen die gemessene Leistung über dem Ergebnis für die mögliche Einspeisung aufgetragen ist. Die einzelnen Punkte liegen verteilt um die Ideallinie, wobei die Verteilung weitestgehend symmetrisch scheint. Der größere Bias, der für nur einen Referenzwechselrichter beobachtet werden kann, kann durch den ersten Plot in Abbildung 17 erklärt werden, in dem ein String-Fehler im Scatter-Plot erkennbar ist.

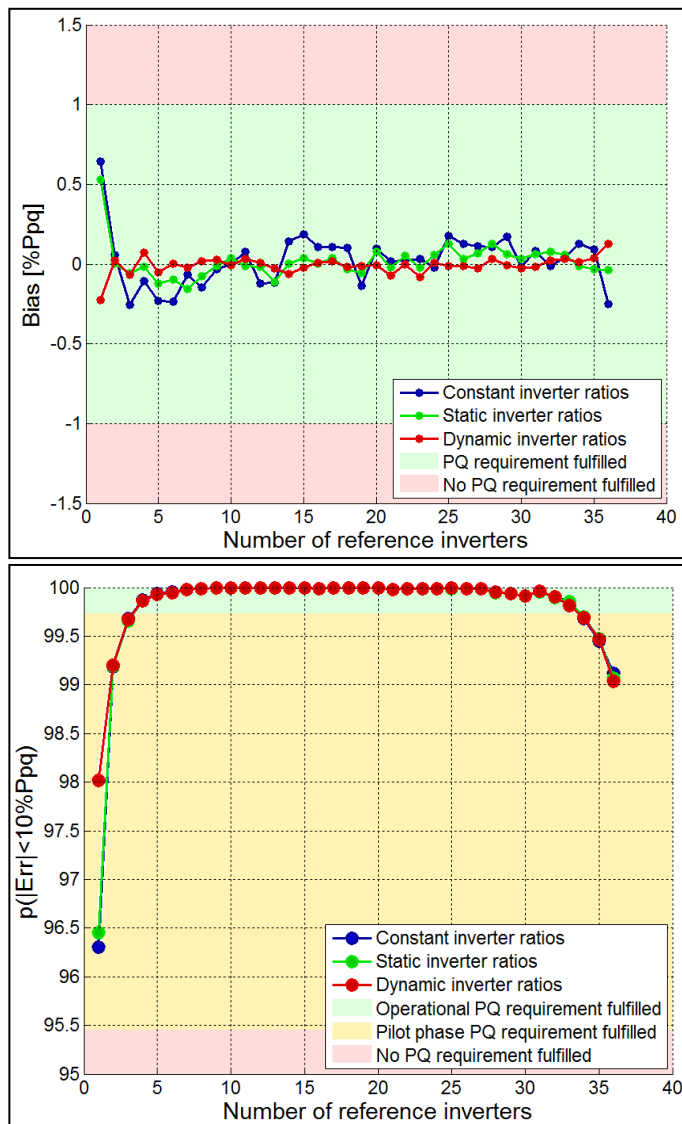
Der mittlere Graph in Abbildung 15 zeigt, dass der geforderte Anteil der Fehler, die geringer als 3,3 % der zu präqualifizierenden Leistung sind, für alle Varianten und Anzahlen an Wechselrichtern ohne Problem erreicht wird. Die Scatter-Plots in Abbildung 17 zeigen ebenso, dass die höchste Dichte der Punkte (rote Punkte) sehr nahe an der Identitätslinie liegt.

Das 10 % Kriterium der ÜNB für die Zeit nach der Pilotphase wird weitestgehend eingehalten. Lediglich für weniger als 4 oder mehr als 33 Referenzwechselrichter kann die Forderung nicht erfüllt werden. Das ist darauf zurückzuführen, dass die räumliche Abdeckung von weniger als 4 Wechselrichtern nicht ausreichend ist, um genauere Aussagen über die mögliche Einspeisung des gesamten PV-Parks zu machen. So kann etwa ein auftretender Fehler in einem der wenigen Referenzwechselrichter dazu führen, dass die entsprechende Hochrechnung nicht der Realität entspricht. Bei einer höheren Anzahl an Referenzwechselrichtern ist die Repräsentation in solchen Fällen deutlich besser. Dass das Kriterium für eine hohe Anzahl an Wechselrichtern nicht erfüllt werden kann, liegt daran, dass die präqualifizierbare Leistung relativ klein ist und

somit auch der erlaubte Fehler in absoluten Zahlen. Hinzu kommt auch hier, dass auftretende Fehler in den verbleibenden Wechselrichtern nicht von der Mehrheit der Wechselrichter repräsentiert werden. Das Kriterium hinsichtlich des Anteils an Fehler innerhalb des $\pm 10\%$ Bereichs für die Pilotphase wird jedoch auch von jeder Anzahl an Wechselrichtern erfüllt.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Schließlich kann festgehalten werden, dass alle Varianten der elektrischen Referenzmethode die geforderte Genauigkeit einhalten können.



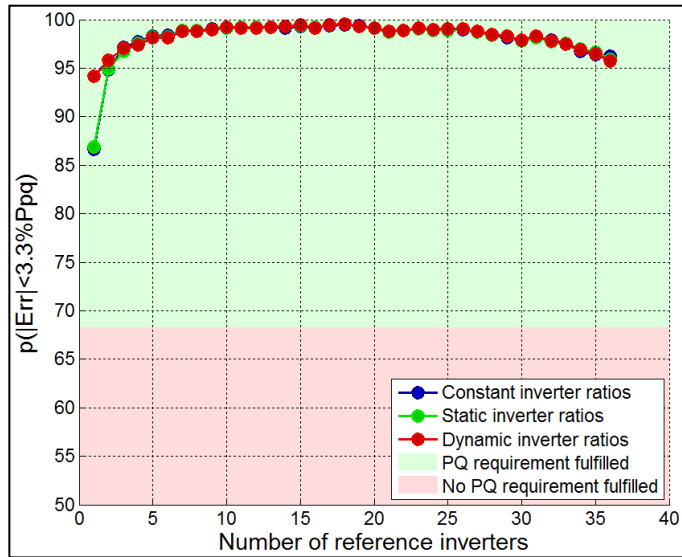


Abbildung 15: Auswertung der drei Varianten zur Bestimmung der möglichen Einspeisung über Referenzwechselrichter bezüglich der drei von den ÜNB definierten Kriterien. Oben: Bias des Fehlers. Mitte: Anteil der Fehler innerhalb von $\pm 10\%$ der zu präqualifizierenden Leistung. Unten: Anteil der Fehler innerhalb von $\pm 3,3\%$ der zu präqualifizierenden Leistung.

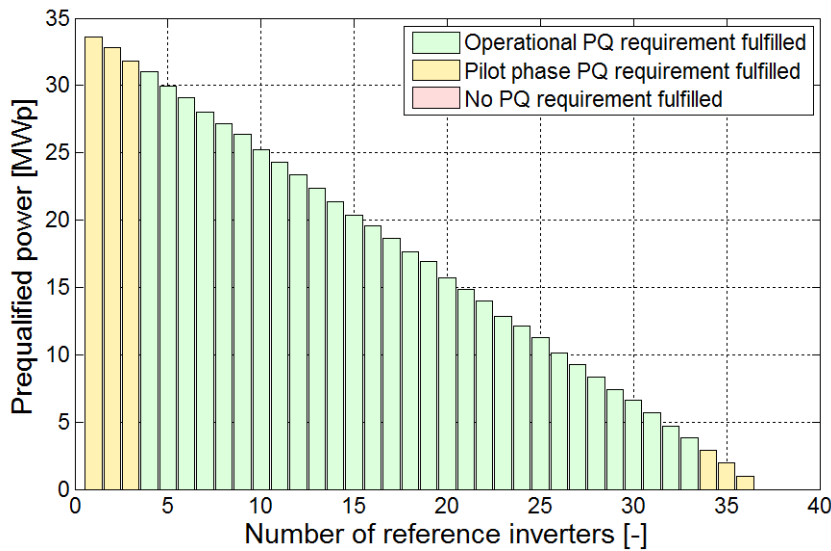
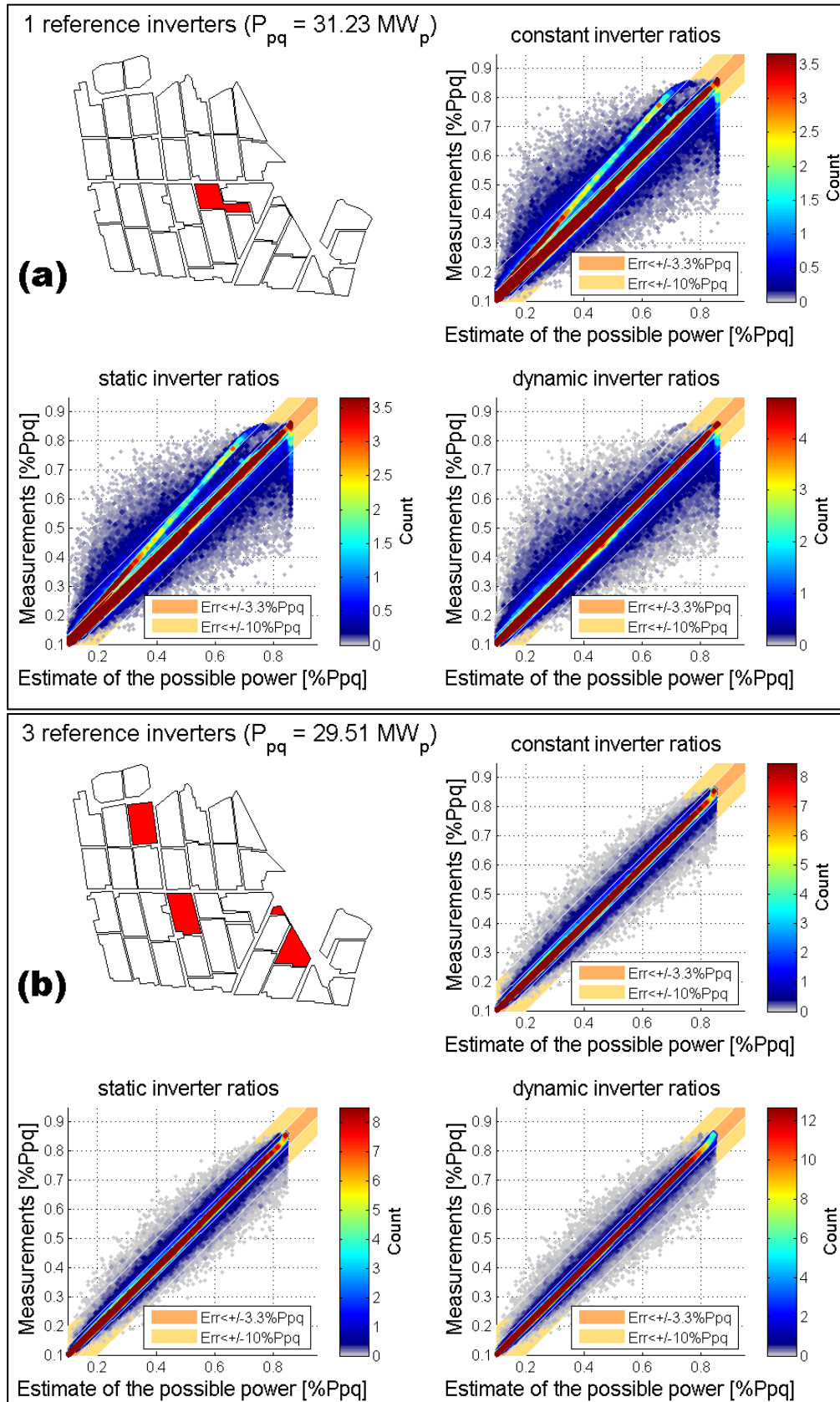
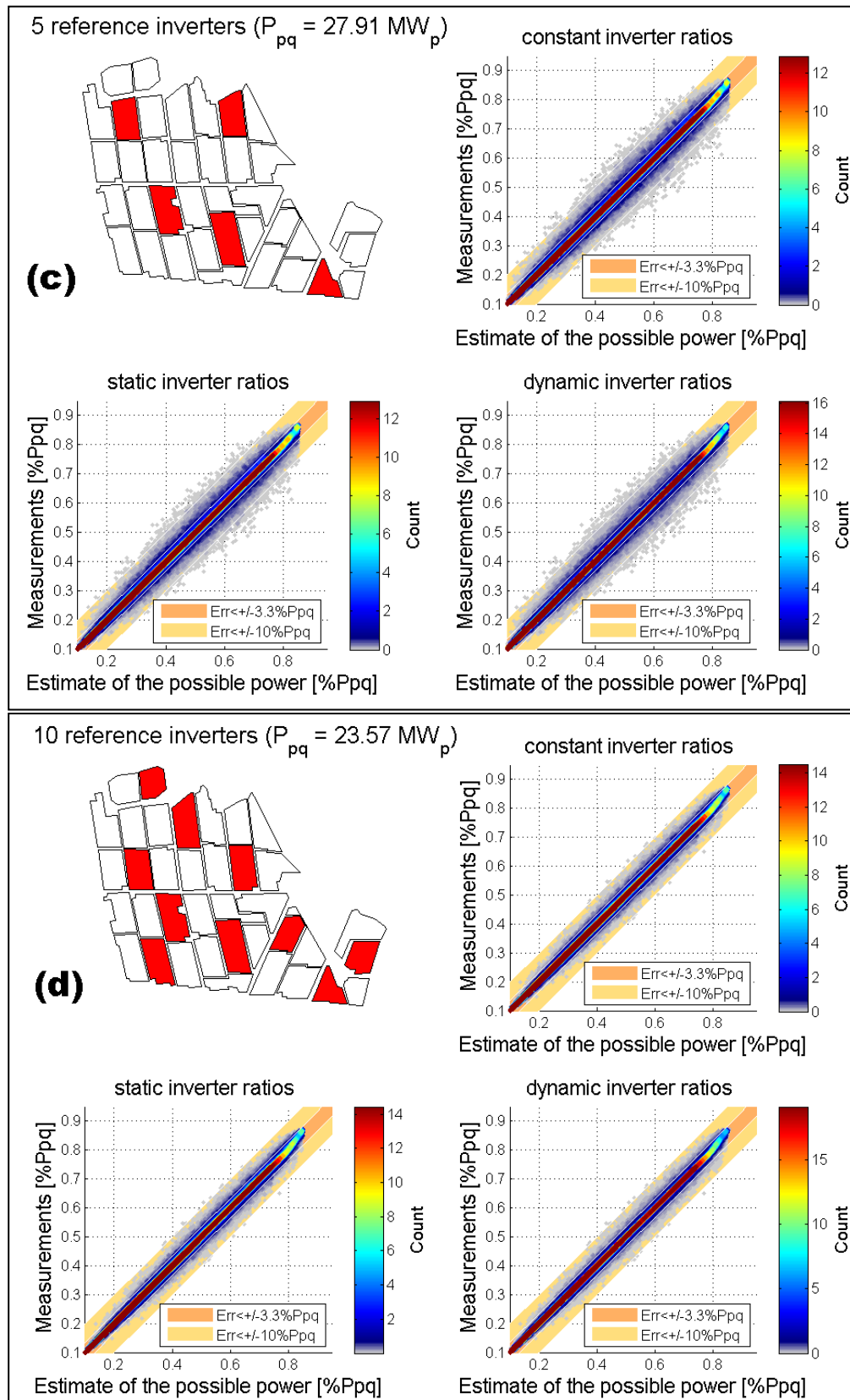


Abbildung 16: Präqualifizierte Leistung als Funktion der Anzahl an Referenzwechselrichtern. Die Farbe der Säulen zeigt, ob die Anforderungen der ÜNB erfüllt wurden.





AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Abbildung 17: Scatter-Plot der Messungen über den Ergebnissen für die mögliche Einspeisung der drei verschiedenen Ansätze für 1, 3, 5 und 10 Referenzwechselrichter.

2.3.7 Diskussion und Zusammenfassung

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

Der meteorologische Ansatz ist nicht ausreichend genau für die Präqualifikationsbedingungen der ÜNB [3], da regelmäßig große Fehler auftreten. Diese sind vermutlich darauf zurückzuführen, dass die Messungen der Einstrahlung nur punktuell stattfinden und somit die Gesamteinstrahlung auf die Gesamtfläche aller Module nur bedingt repräsentiert. Die Einbeziehung statistischer Ansätze könnte hier eventuell helfen, kann in diesem Projekt allerdings nicht mehr untersucht werden. Der elektrische Ansatz ist in der Lage, die Präqualifikationsbedingungen der ÜNB zu erfüllen, wenn mehr als drei Referenzwechselrichter verwendet werden. Dazu ist die Berücksichtigung der zeitlichen Variation der Wechselrichtereffizienz nicht notwendig, was die betriebliche Implementierung der Methode sehr einfach macht. Die Anwendbarkeit des Referenzwechselrichter-Ansatzes ist abhängig von der Verkabelung und Management Strategie des PV-Parks. Diese sollte daraufhin überprüft werden, ob einzelne Teile des PV-Parks vom Rest abgetrennt werden können, um den Ansatz implementieren zu können. Auch die Kosten dazu sollten in Betracht gezogen werden. Die hier gezeigten Ergebnisse können nicht uneingeschränkt auf andere PV-Parks übertragen werden, da davon auszugehen ist, dass die Genauigkeit von Messungen und auch die Größe des PV-Parks einen Einfluss auf die Qualität der Bestimmung der möglichen Einspeisung haben. Für die vorliegende Untersuchung wurde ein fehlerfreier Betrieb des PV-Parks angenommen. Für zukünftige Untersuchungen wäre interessant, wie sich solche betrieblichen Ereignisse wie der Ausfall von einzelnen Strings auf die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung auswirken und mit welchen Strategien solchen Einflüssen begegnet werden kann. Ein weiterer Ansatz könnte eine Kombination aus den beiden vorgestellten Methoden sein, der eine räumliche Interpolation der Messungen verschiedener Referenzzellen innerhalb des PV-Parks realisieren würde. So könnten die Vorteile beider Methoden miteinander verbunden werden: Es müssten keine Referenzwechselrichter im normalen Betrieb verbleiben und die Qualität der Bestimmung der möglichen Einspeisung möglicherweise deutlich erhöht werden.

2.4 Auswertung der Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der in ReWP verwendeten Parks

Die verschiedenen Wind- und PV-Parks in ReWP besitzen jeweils ein implementiertes Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung. Bei den PV-Parks basiert dieses hauptsächlich auf der Messung der Einstrahlung und bei den Windparks auf unterschiedlichen Einflussfaktoren wie der aktuellen Leistung, dem Pitch-Winkel, etc. Details sind allerdings nicht bekannt. Wichtig ist jedoch, prüfen zu können, ob die Verfahren genau genug sind, um für die Erbringung der Regelleistung eingesetzt zu werden.

2.4.1 Methode

Zur Auswertung der Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der Wind- und PV-Parks in ReWP wird zunächst diejenige Methode verwendet, die die ÜNB in Ihrem „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase“ [3] anwenden. Dabei wird nur untersucht, wie weit der Wert der möglichen Einspeisung von der tatsächlichen Einspeisung abweicht, wenn keine Abregelungen vorliegen. Hier werden verschiedene Wind- und PV-Parks untersucht, Ausgleichseffekte durch Poolung mehrerer Parks analysiert, sowie der Einfluss der Zeit, über die die Werte Leistung und mögliche Leistung gemittelt werden, betrachtet.

Bei der Güte der möglichen Einspeisung definieren die ÜNB folgende Zielwerte für die Pilotphase (nach der Pilotphase):

- 95,45 % (99,73 %) der Werte müssen eine Abweichung kleiner ± 10 % der zu präqualifizierenden Leistung aufweisen
- 68,27 % (68,27 %) der Werte müssen eine Abweichung kleiner ± 5 % ($\pm 3,3$ %) der zu präqualifizierenden Leistung aufweisen
- Der Absolutwert des Mittelwertes der Abweichungen darf nicht größer als ± 1 % der zu präqualifizierenden Leistung sein

Die obigen Angaben beziehen sich dabei auf 1-Minuten-Mittelwerte. Basis für die Auswertung sollen dabei 10.000 Werte mit einer Ist-Einspeiseleistung größer als 10 % der installierten Leistung sein.

Weiterhin wird untersucht, wie sich das Pooling von mehreren Windparks auf die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung auswirkt und welchen Einfluss die Zeit hat, über die die Werte Leistung und mögliche Einspeisung gemittelt werden.

Das oben genannte Vorgehen hat den Nachteil, dass nicht bekannt ist, wie gut der jeweils verwendete Algorithmus sich tatsächlich im interessanten Anwendungsfall verhält. Aus diesem Grund wurde im Projekt eine weitere Methode entwickelt und getestet, die zumindest einen Anhaltspunkt dafür liefert, ob eine systematisch Unter- oder Überschätzung der möglichen Einspeisung während einer Abregelung vorliegt. Hierbei wird verglichen, wie sich der Wert der möglichen Einspeisung kurz (wenige Sekunden) nach einer Abregelung gegenüber dem zuvor gemessenen Leistungswert verhält, bzw. wie sich der Wert der möglichen Einspeisung kurz vor der Aufhebung einer Abregelung gegenüber dem Leistungswert nach Aufhebung verhält. Hier sollte jeweils eine natürliche Streuung mit einem Mittelwert von nahe null auftreten. Gibt es hier eine deutliche Verschiebung der Verteilung, könnte dies ein Hinweis auf einen systematischen Fehler darstellen.

2.4.2 Datengrundlage

Insgesamt werden fünf Windparks und sieben PV-Parks untersucht. Alle Parks sind an das Virtuelle Kraftwerk des IWES angeschlossen und liefern über die SCADA-Systeme Daten in hoher zeitlicher Auflösung von weniger als 10 Sekunden. Für diese Untersuchung werden folgende Datenreihen in einer Auflösung von 5 Sekunden verwendet:

- Leistung
- Mögliche Einspeisung durch Wind bzw. Solareinstrahlung
- Limitierte mögliche Einspeisung durch Anlagenausfälle, Abregelungen, etc. (nur für Windparks)
- Soll-Wert-Vorgaben von außen (EISMAN)
- Nennleistung

Um eine Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten, werden die Zeitreihen um alle Datenpunkte bereinigt, die einen anormalen Betrieb aufzuweisen scheinen. Dies betrifft beispielsweise Abregelungen von Windparks. Zudem werden alle Zeitpunkte herausgefiltert, in denen die mögliche Einspeisung durch Wind von der limitierten möglichen Einspeisung abweichen, da an dieser Stelle davon ausgegangen werden kann, dass andere Ereignisse die tatsächliche Leistung des Windparks im Vergleich zur möglichen Einspeisung limitieren. Treten Datenlücken von weniger als 30 Sekunden auf, werden diese linear interpoliert. Anschließend erfolgt eine Mittelung der Zeitreihenwert über eine Minute bzw. 15 Minuten. Um ähnliche Zeitpunkte

miteinander vergleichen zu können, werden dann nur diejenigen Viertelstunden ausgewählt, in denen alle Parks über alle 5-Sekunden-Werte verfügen. Im Zeitraum vom 01.12.2016 bis 31.05.2017 stehen nach der Filterung insgesamt ca. 44.000 Minutenwerte zur Verfügung.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

2.4.3 Ergebnisse

Zunächst wurde die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der einzelnen Wind- und PV-Parks untersucht. Anschließend wurden die Effekte des Poolings von Anlagen sowie der zeitlichen Mittelwertbildung der Daten untersucht. Schließlich wird das Verfahren vorgestellt, das dazu dienen könnte, systematische Fehler in der Bestimmung der möglichen Einspeisung während einer Abregelung zu erkennen.

Einzelparks

Abbildung 18 zeigt exemplarisch die gemessene Leistung des Windparks Kassieck über dem Signal der möglichen Einspeisung. Es handelt sich hierbei um Mittelwerte über eine Minute. Es ist gut zu erkennen, dass die Punkte des Scatter-Plots bis auf wenige Ausnahmen nahe an der Identitätslinie liegen. Die Streuung der Fehler ist sehr gering und auch ein systematischer Fehler ist nicht erkennbar.

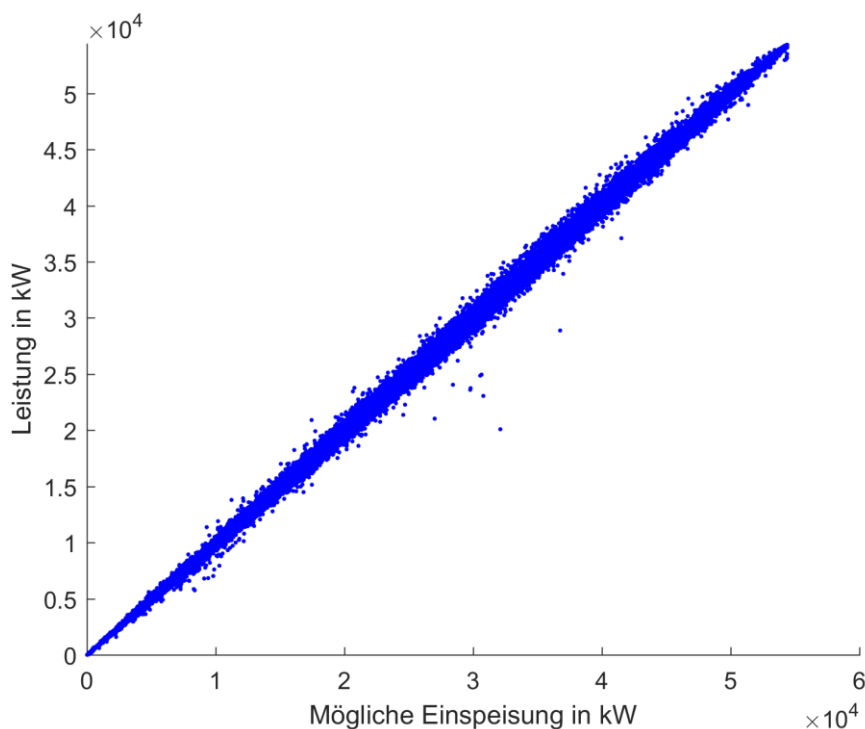


Abbildung 18: Windpark Kassieck mit einer installierten Leistung von 54 MW mit einer sehr geringen Streuung des Fehlers der möglichen Einspeisung

Abbildung 19 zeigt hingegen ein Beispiel für einen Windpark mit deutlich größerer Streuung um die Identitätslinie. Ein systematischer Fehler ist aber auch hier nicht zu erkennen.

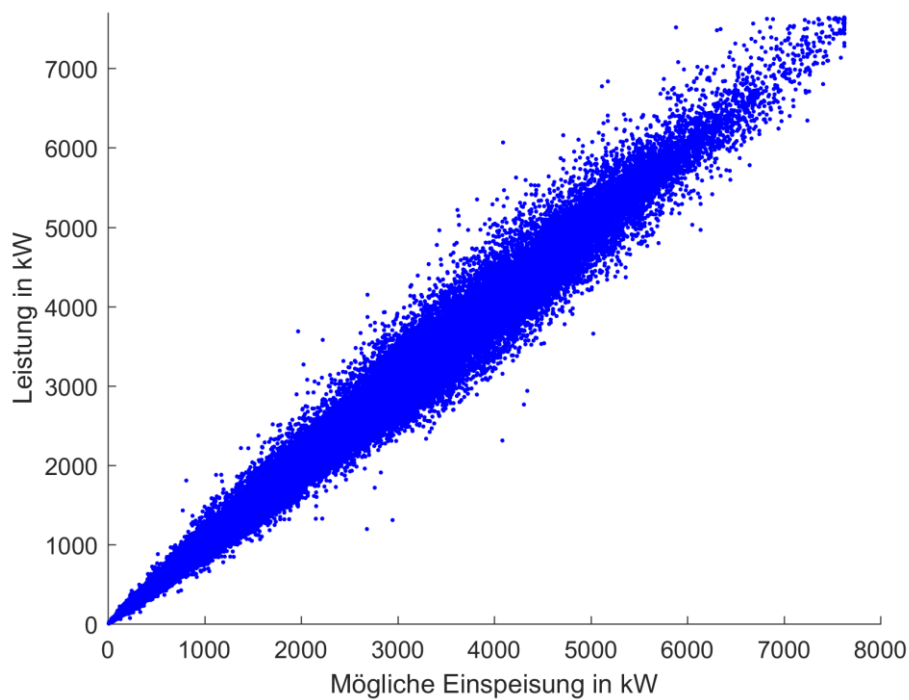


Abbildung 19: Windparks Lausitzring mit einer installierten Leistung von 7,8 MW als Beispiel für einen Windpark mit einer breiteren Streuung des Fehlers der möglichen Einspeisung

Tabelle 4 gibt eine Übersicht über die Genauigkeit der möglichen Einspeisung der einzelnen Parks anhand der oben genannten Kriterien. Es ist gut zu erkennen, dass die Genauigkeit mit der Größe der Nennleistung des Windparks korreliert. Dies ist auf Ausgleichseffekte zurückzuführen, die in einem Park mit mehreren Windturbinen auftreten können. Dies bedeutet, dass sich positive und negative Fehler bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung teilweise gegenseitig ausgleichen und so insgesamt ein geringerer Fehler resultiert.

Tabelle 4: Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Windparks

Park	P_{\max}	Bias	< $\pm 10\%$	< $\pm 5\%$	< $\pm 3,3\%$
Lausitzring	7,7 MW	0,02 %	99,74 %	96,87 %	92,15 %
Züsedom	26,3 MW	0,16 %	100 %	99,96 %	99,73 %
Bischberg	2,3 MW	0,15 %	99,81 %	96,72 %	91,30 %
Kassieck	52,9 MW	0,15 %	99,98 %	99,97 %	99,84 %
Lange Heide	11,9 MW	0,01 %	99,95 %	98,87 %	95,92 %

Weiterhin fällt auf, dass bereits alle Parks die von den ÜNB geforderte Genauigkeit für den Zeitpunkt nach der Pilotphase erfüllen. Allerdings muss hierbei beachtet werden, dass sich die hier genannten Werte auf die Nennleistung der Windparks beziehen. In Realität würden vermutlich nicht 100 % der Nennleistung für die Sekundär- oder Minutenreserveleistung präqualifiziert werden, sondern ein geringerer Teil.

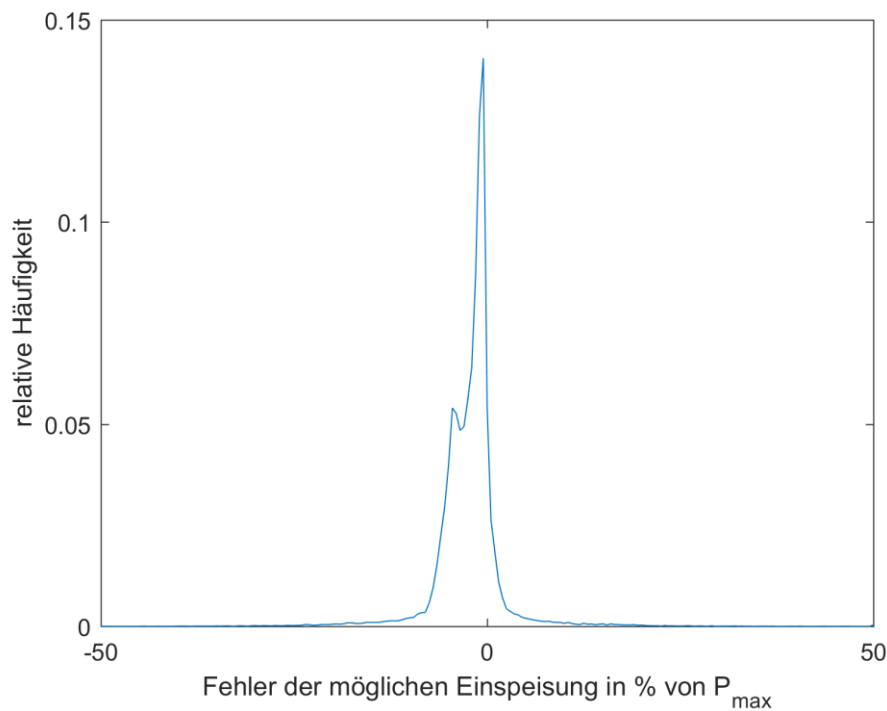
Tabelle 5: Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Photovoltaik-Parks. Die Farben geben an, ob der Park die Bedingungen für die Zeit nach der Pilotphase einhält (grün), für die Pilotphase einhält (orange) oder nicht einhält (rot).

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Park	P _{max}	Bias	< ± 10 %	< ± 5 %	< ± 3,3 %
Weira	3,7 MW	-0,49 %	97,55 %	94,04 %	87,44 %
Kleinlangenheim	3,5 MW	-0,26 %	93,55 %	84,44 %	75,94 %
Hörselberg-Hainich	4,3 MW	-0,68 %	98,45 %	94,62 %	91,50 %
Vahldorf	4,7 MW	-2,16 %	96,50 %	84,95 %	65,92 %
St. Gangloff	1,7 MW	0,48 %	99,65 %	97,54 %	94,58 %
Weferlingen	4,1 MW	-1,58 %	97,06 %	92,83 %	79,37 %
Liebersee	3,1 MW	-0,36 %	99,23 %	97,59 %	96,00 %

Tabelle 5 zeigt, dass die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung bei den untersuchten PV-Parks teilweise deutlich geringer ist als bei den untersuchten Wind-Parks. Dies betrifft zum einen den Anteil der Fehlerwerte, die in den untersuchten Toleranzbereichen von ±10 %, ±5 % und ±3,3 % liegen. Hier wird insbesondere das ±10 % Kriterium nur für die Phase der Pilotphase erfüllt, die anderen Werte werden eingehalten, liegen aber deutlich unter denen der Wind-Parks. Es fällt außerdem auf, dass die zwei PV-Parks Vahldorf und Weferlingen einen Bias von mehr als 1 % aufweisen.

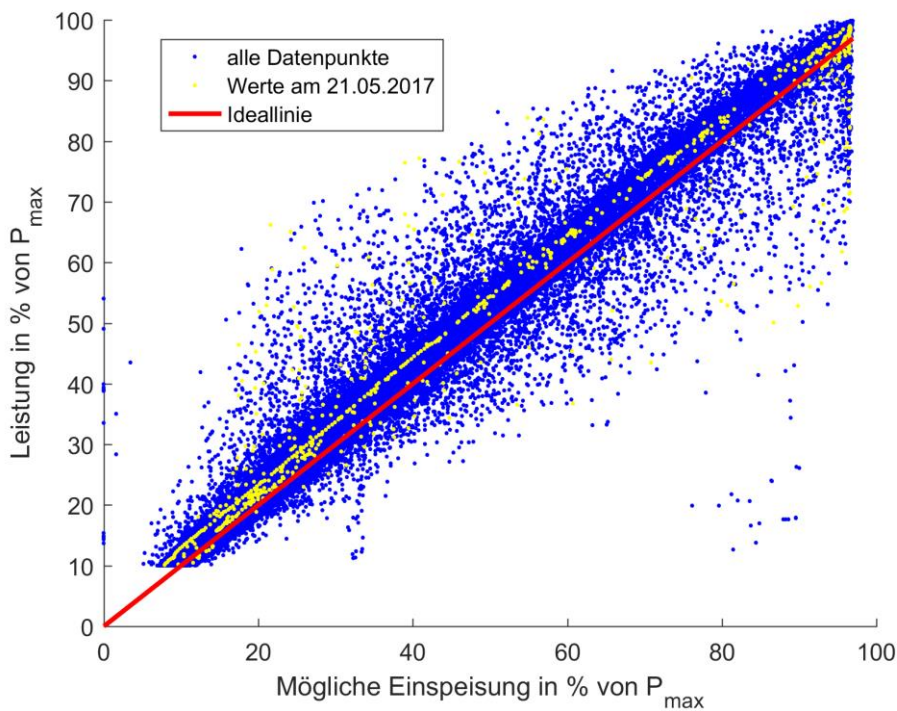
Abbildung 20 gibt einen Hinweis bezüglich der Ursache für diesen großen negativen Bias am Beispiel des Windparks Vahldorf. In der Häufigkeitsverteilung ist zu erkennen, dass die Verteilung nicht symmetrisch ist. Es gibt eine Häufung von negativen Fehlern, die sich unter anderem in dem kleinen Peak neben dem Hauptvorkommen der Punkte zeigt.



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung der Fehler der möglichen Einspeisung für den PV-Park Vahldorf

Abbildung 20 zeigt, dass es eine grundsätzliche Unterschätzung der möglichen Einspeisung vorzuliegen scheint. Interessant ist auch, dass es Tage zu geben scheint, wie den 21.05.2017 in diesem Beispiel, an denen die Kennlinie des PV-Parks sich grundsätzlich von der Identitätslinie zu unterscheiden scheint. Es scheint sich dabei um ein ähnliches Phänomen wie in Abschnitt 2.3.5.1 zu handeln. Allerdings scheint dieses Problem nur bei einzelnen Parks aufzutreten.



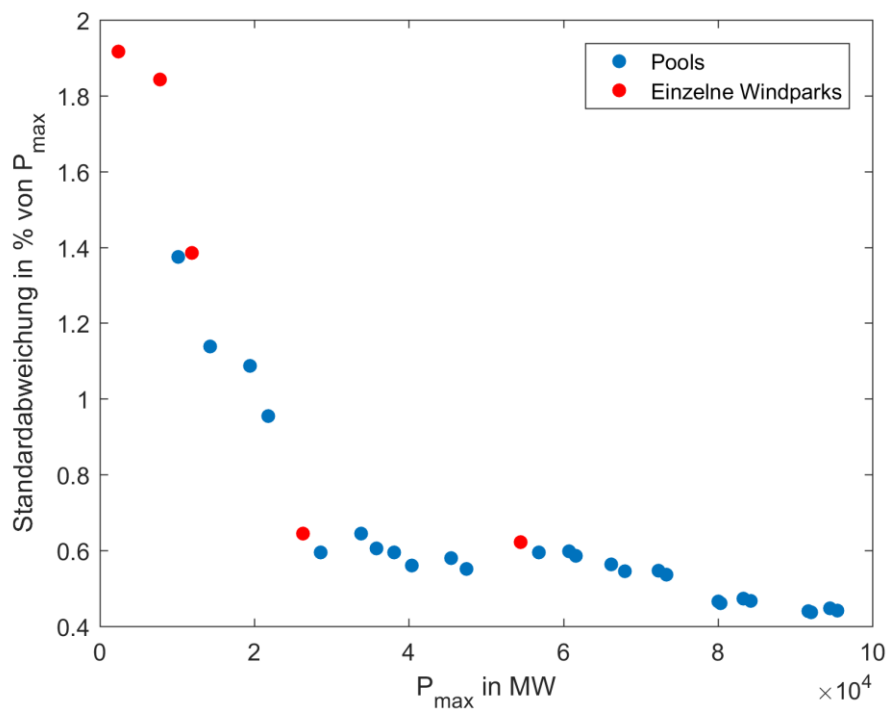
AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

Abbildung 21: Scatterplot der Leistung über dem Wert der möglichen Einspeisung für den PV-Park Vahldorf

Einfluss des Poolings von Parks auf den aggregierten Fehler der Bestimmung der möglichen Einspeisung

Im nächsten Schritt werden die Effekte des Poolings von verschiedenen Parks auf den aggregierten Fehler der Bestimmung der möglichen Einspeisung untersucht. Hierbei werden die einzelnen Windparks und alle Kombinationen aus diesen untersucht, da deren Eigenschaften hinsichtlich der Bestimmung der möglichen Einspeisung größere Übereinstimmung aufweisen als die der PV-Parks.

In Abbildung 21 ist die Standardabweichung des Fehlers der Bestimmung der möglichen Einspeisung über der maximalen Leistung P_{max} des einzelnen Parks bzw. des Pool im Betrachtungszeitraum aufgetragen. Es ist gut zu sehen, dass die auftretende Standardabweichung exponentiell mit P_{max} abzunehmen scheint. Interessant dabei ist, dass die besagten Ausgleichseffekte nicht nur in Pools auftreten sondern auch schon innerhalb einzelner Windparks. Die räumliche Entfernung scheint somit eine geringere Rolle zu spielen als die Anzahl der Windenergieanlagen bzw. die installierte Leistung.



AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Abbildung 22: Standardabweichung des Fehlers der möglichen Einspeisung in Abhängigkeit von der Poolgröße für alle Kombinationen von Windparks

Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung in Abhängigkeit vom Mittelungszeitraum

Zuletzt wird untersucht, welchen Einfluss die Zeit, über die die Leistung und die Werte für die mögliche Einspeisung gemittelt werden, auf die Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung hat. Dabei werden Mittelungszeiträume von 5 Sekunden, 1 Minute und 15 Minuten gewählt.

Abbildung 23 zeigt als Scatterplot die Leistung über der bestimmten möglichen Einspeisung für den PV-Park Liebersee, der eine relativ große Streuung der Fehler aufweist. Es ist offensichtlich, dass die Streuung des Fehlers deutlich mit der Zeit, über die gemittelt wurde, abnimmt, es also einen zeitlichen Ausgleichseffekt gibt. Während die 5-Sekunden-Werte (blau) sowie die 1-Minuten-Werte (rot) relativ breit streuen, liegen die 15-Minuten-Werte ziemlich nahe an der Identitätslinie.

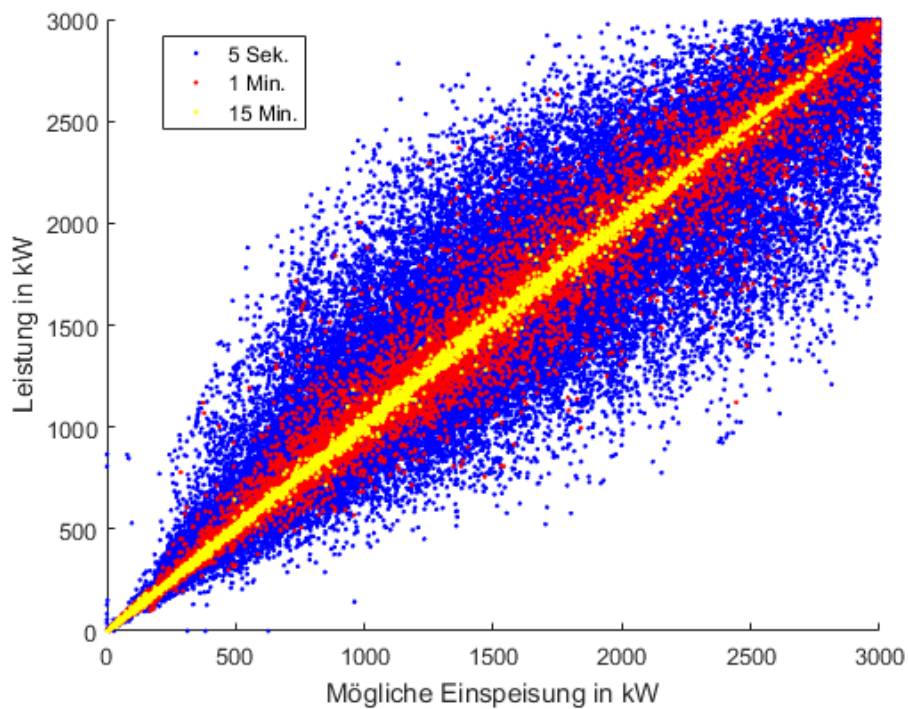


Abbildung 23: Vergleich der Genauigkeit der möglichen Einspeisung bei Durchschnittsbildung über unterschiedliche Zeitintervalle am Beispiel des PV-Parks Liebersee

Die zahlenmäßige Auswertung in Tabelle 6 bestätigt den optischen Eindruck. Während der Bias aus mathematischen Gründen gleich groß bleibt, nimmt die Standardabweichung deutlich mit der Zeit von 2,95 % für 5-Sekunden-Mittelwerte auf 0,86 % für 15-Minuten-Mittelwerte ab. Dieses Verhalten wird auch in der Auswertung der anderen Kriterien deutlich. Hier nimmt der Anteil der Werte innerhalb der Toleranzbereiche mit der längeren Mittelungszeiträumen deutlich zu.

Tabelle 6: Auswertung der Kriterien der deutschen ÜNB für verschiedene Mittelungszeiträume am Beispiel des PV-Parks Liebersee

Mittelungszeitraum	σ	Bias	< $\pm 10\%$	< $\pm 5\%$	< $\pm 3,3\%$
5 Sekunden	2,95 %	-0,32 %	98,04 %	95,69 %	93,83 %
1 Minute	2,15 %	-0,32 %	98,88 %	96,73 %	94,79 %
15 Minuten	0,86 %	-0,32 %	99,98 %	99,52 %	98,86 %

In Abbildung 24 ist zusätzlich zu erkennen, dass bei einer Mittelung über 15 Minuten kaum Fehler größer $\pm 10\%$ auftreten. Die Fehler bei 1-minütlicher Mittelung bewegen sich hingegen im Bereich von $\pm 30\%$ und für 5 Sekunden bewegen sich die Fehler in einem Bereich von $\pm 50\%$ der maximalen Leistung.

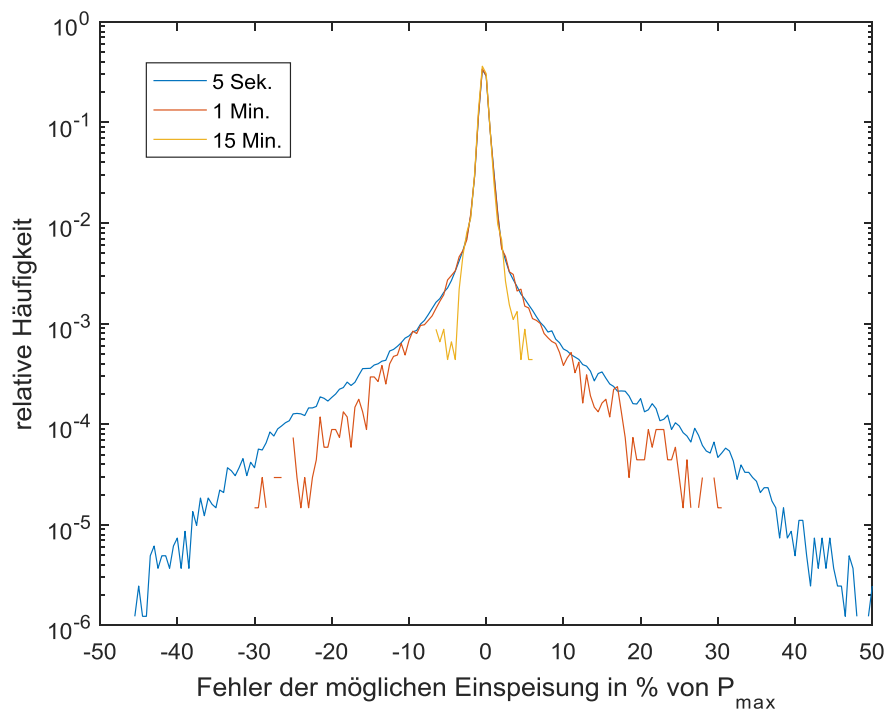


Abbildung 24: Häufigkeitsverteilung der Fehler der möglichen Einspeisung

Untersuchung der Genauigkeit der möglichen Einspeisung auf Basis von Abregelungen in verschiedenen Höhen

Innerhalb des Projekts wurde ein weiteres Verfahren zur Überprüfung der möglichen Einspeisung getestet. Das Verfahren soll darauf abzielen, die Genauigkeit eines Verfahrens zur Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Wind- und PV-Parks während einer Abregelung statistisch zu untersuchen. Es basiert auf der Annahme, dass sich die Entwicklung der Leistung eines Windparks mit der Zeit stochastisch verteilt weiter entwickelt. Dies bedeutet z.B., dass sich die Leistung eines Windparks nach einer gewissen Zeit so entwickelt hat, dass sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % über der ursprünglichen Leistung liegt und zu 50 % darunter.

Das Verfahren funktioniert so, dass die Leistung eines Parks entweder vor einer Abregelung gemessen wird und mit der möglichen Einspeisung kurz nach der Abregelung verglichen wird oder der Wert der möglichen Einspeisung kurz vor der Aufhebung der Abregelung bestimmt wird und dann die Differenz zur Leistung des Windparks kurz nach Aufhebung der Abregelung bestimmt. Bei einer ausreichenden Anzahl an Abregelungen kann somit statistisch bestimmt werden, ob das Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung einen systematischen Fehler, d.h. einen Bias aufweist. Bei diesem Vorgehen müssen allerdings auch Abschattungseffekte innerhalb des Windparks berücksichtigt werden. Dies hat Auswirkungen auf den Abstand, nachdem eine Messung nach Beginn oder Ende einer Abregelung durchgeführt werden kann. Für einen Windpark, in dem die erste Windenergieanlage 400 Meter vor der letzten WEA steht, bedeutet dies bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s beispielsweise, dass alle Abschattungseffekte erst nach 40 Sekunden den Park verlassen haben.

Während der Feldtests wurde versucht, das Verfahren mit Abregelungen in verschiedenen Höhen zu testen (s. Abbildung 25 und Abbildung 26). Allerdings konnte im Rahmen der Feldtests keine ausreichende Anzahl an Abregelungen realisiert werden, um fundierte Aussagen treffen zu können. Die grundsätzliche Idee konnte jedoch gezeigt werden.

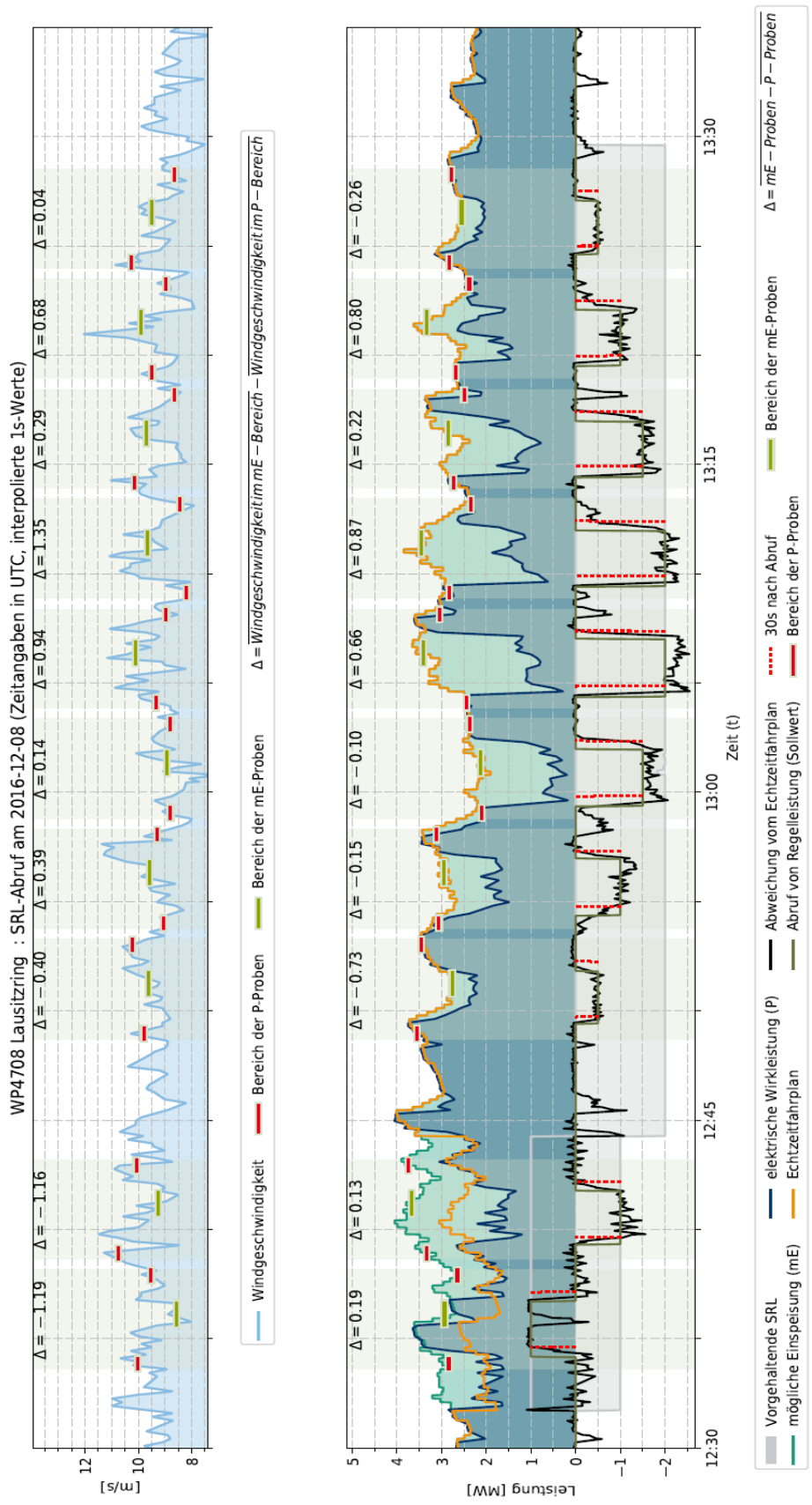


Abbildung 25: Test des Verfahrens während eines Feldtests anhand eines Windparks

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

Für den PV-Park in Abbildung 26 sind zwei Dinge zu beobachten. Erstens scheint die mögliche Einspeisung generell etwas überschätzt zu werden. Dies ist insbesondere dort zu erkennen, wo gar keine Abregelung stattfindet. Zweitens ist die Regelung des PV-Parks offenbar derart kalibriert, dass eine Aufhebung einer Abregelung so langsam erfolgt, dass die hier gewählte Zeit für die Messung der Leistung des Windpark zu kurz gewählt wurde.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung fluktuierender Erzeuger

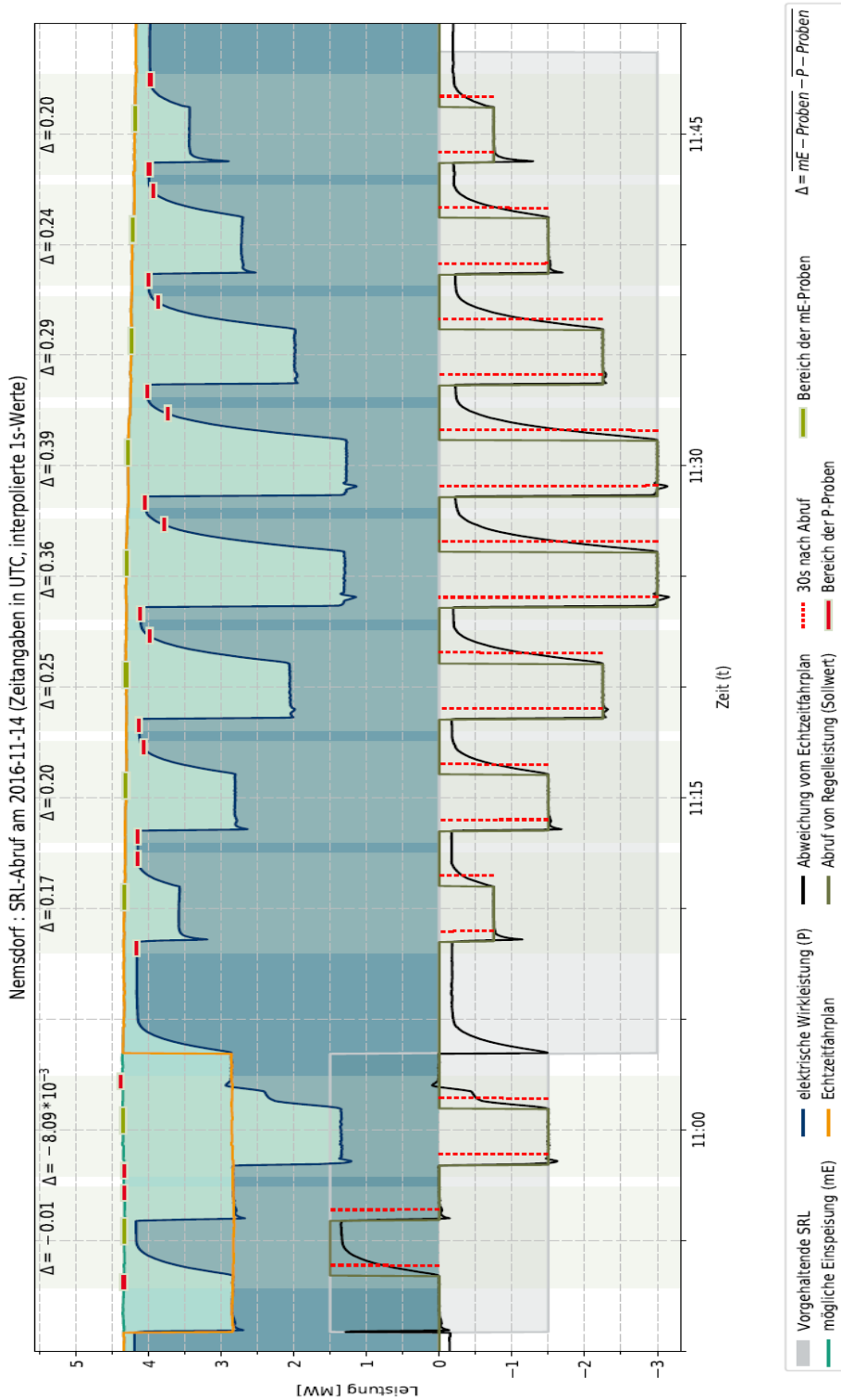


Abbildung 26: Test des Verfahrens während eines Feldtests anhand eines PV-Park

2.5 Umgang mit Ungenauigkeiten in der Bestimmung der möglichen Einspeisung

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

Die oben gezeigten Auswertungen deuten darauf hin, dass systematische Fehler, z.B. eine dauerhafte Überschätzung der möglichen Einspeisung, zumindest bei den vorliegenden Windparks und ohne Abregelung, nicht zu erkennen sind. Wenn jedoch der Verdacht bestehen würde, dass ein solcher Bias vorliegt, könnte eine Übererfüllung der Erbringung von Regelleistung gefordert werden, die diesen Bias ausgleicht. Kurzfristige zeitliche Fehler in der Bestimmung der möglichen Einspeisung gleichen sich bei größeren PV- und Windparks bzw. entsprechenden Pools automatisch aus, sodass hier kein Handlungsbedarf erkennbar ist.

2.6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Projekt wurde ein Verfahren entwickelt, das die mögliche Einspeisung eines PV-Parks auf Basis der gemessenen Leistung Referenzwechselrichter bestimmt. Es konnte gezeigt werden, dass dieses Verfahren einem Verfahren, das lediglich auf den Messungen einer Referenzzelle an einer Stelle im Park fußt, überlegen ist in Hinblick auf seine Genauigkeit. Der Nachteil dieses Verfahren ist jedoch, dass die Leistung der Referenzwechselrichter nicht abgeregelt werden kann. Interessant für zukünftige Untersuchungen wäre es, die Vorteile der beiden vorgestellten Verfahren zu verknüpfen. So könnte die hohe räumliche Abdeckung des PV-Parks, die durch das Referenzwechselrichterverfahren erreicht wird, durch mehrere Referenzzellen im PV-Park erreicht werden und somit die abregelbare Leistung erhöht werden. Die Auswertung der Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung der Parks im Projekt hat gezeigt, dass diese generell mit einer höheren installierten Leistung sowie längerer Mittelungszeiträume zunimmt. Generell konnte festgestellt werden, dass die Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Wind-Parks ausgereifter scheinen als die verwendeten Verfahren für PV-Parks, da diese generell höhere Fehler aufwiesen. Letztlich wurde ein statistisches Verfahren vorgestellt, das zukünftig dazu dienen könnte, systematische Fehler bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung während einer Abregelung aufzudecken. Es basiert auf einem statistischen Vergleich der Leistung vor und nach einer Abregelung mit dem Wert der möglichen Einspeisung nach Beginn und nach Aufhebung der Abregelung. Kommt es hier zu dauerhaften Abweichungen zum normalen statistischen Verhalten, könnte dies ein Hinweis auf einen vorliegenden Bias des Verfahrens sein.

2.7 Literatur

[1] Brauns, Steffen et. al: "Regelenergie durch Windkraftanlagen – Abschlussbericht", Kassel, März 2014.

[2] Schneider, Dominik; Tietz, Sascha; Siefert, Malte; Speckmann, Markus: "Available Active Power Estimation of Wind Power Plants with 3-Second Data", proceedings of the 12th Windintegration Workshop, pp. 298-302, October 2013, London.

[3] 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW: "Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase", Dezember 2015.

[4] Göçmen, Tuhfe: "Possible Power Estimation of Down-Regulated Offshore Wind Power Plant", Ph.D. thesis Technical University of Denmark, 2016, Kopenhagen.

[5] Premm, Daniel; Osterkamp, Björn; Seidel, Julia; Poehling, Stefan; Unru, Alexander; Engel, Bernd: "The PV-Regel project – Development of Concepts and Solutions for the Provision of Control Reserve with PV", proceedings of the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition, September 2015, Hamburg.

[6] Beyer, Hans Georg; Betcke, J.; Drews, Anja; Heinemann, Detlev; Lorenz, Elke; Heilscher, Gerd; Bofinger, Stefan (2004): Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. In: 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France, Bd. 7, S. 2004.

[7] Schmidt, H.; Sauer, D. U. (1994): Praxisgerechte Modellierung und Abschaetzung von Wechselrichter-Wirkungsgraden. In: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, Germany.

AP 1 - Verfahren zur Bestimmung
der möglichen Einspeisung
fluktuierender Erzeuger

3

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

3.1 Zielsetzung - Einordnung ins Projekt

Die deutschen ÜNB erwarten, dass ein Anbieter von Regelleistung sein Angebot zu 100 % erfüllen kann. Da dies technisch nicht möglich ist, wurde im Projekt Regelleistung durch Windkraftanlagen eine Empfehlung von 99,994 % gegeben, basierend auf Erfahrungswerten der ÜNB.

In der Regel wird das Regelleistungsangebot konventioneller Anlagen durch weitere konventionelle Anlagen abgesichert. Eine konkrete Ausfallwahrscheinlichkeit wird in der Regel nicht berechnet, da Daumenregeln wie z.B. „die Regelleistungsangebot der größten Anlage muss gesichert werden“ als ausreichend gelten.

Für Regelleistungsangebote von fluktuierenden Erzeugern können diese einfachen Regeln nicht angewandt werden, da die Höhe der maximal erbringbaren Regelleistung stark vom Dargebot anhängt, das wiederum nicht exakt im Vorhinein bestimmbar ist. Deshalb wurden in ReWP probabilistische Prognosen für die Erzeugung aus Wind- und Photovoltaikparks erzeugt, die eine Abschätzung des maximalen Regelleistungsangebots ermöglichen. Weiterhin soll untersucht werden, wie sich das Pooling der Wind- und PV-Parks mit sich selbst als auch mit konventionellen Kraftwerken auf das Angebot auswirkt. Da es sich bei den probabilistischen Prognosen um Prognosen für den Durchschnitt einer Viertelstunde handelt, wurde ebenfalls analysiert, welchen Einfluss Leistungsschwankungen innerhalb einer Viertelstunde auf die Erbringung der Regelleistung haben können.

Ursprünglich sollte eine stochastische Optimierung von Regelleistungsangeboten an den Regelleistungsmärkten durchgeführt werden, stattdessen wurde ein Szenariengenerator erstellt, der Szenarien als Basis für eine solche Optimierung entwickeln kann.

3.2 Ausgangspunkt - Stand der Wissenschaft

Im Projekt Regelleistung durch Windkraftanlagen wurde bereits eine erste Angebotsstrategie entwickelt. Diese besteht daraus, die Leistung bei einer Zuverlässigkeit von 99,994 % anzubieten und das Angebot anhand einer Kurzfristprognose zu überprüfen [IWES2013a]. Die Angebotsstrategie basiert auf probabilistischen Prognosen, mit deren Hilfe die Zuverlässigkeit des Angebots bestimmt werden kann und die u.a. in [IWES2013a; EMSYS2011] für die Potenzialabschätzung von Windparks am Regelleistungsmarkt verwendet wurden. Der Fokus der Strategie lag jedoch auf der Einhaltung der Zuverlässigkeit. In diesem Vorhaben wurden hingegen Strategien entwickelt, die sowohl zuverlässig als auch wirtschaftlich sind und die nicht nur auf Windparks angewandt werden können. Ebenso wurden am IWES bereits probabilistische Prognosen für Photovoltaikparks für die Angebotserstellung genutzt. In der Praxis werden keine probabilistischen Prognosen zur exakten Berechnung der Zuverlässigkeit von steuerbaren Anlagen genutzt. Hier werden die bereits beschriebenen vereinfachten Modelle verwendet.

3.3 Berechnung eines möglichen Angebots für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern

Die Berechnung eines möglichen Angebots für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern wird hier mittels einer probabilistischen Vortragsprognose realisiert. Diese wird für einzelne ausgewählte Parks sowie einem Pool aus diesen Parks erzeugt. Anschließend wird das maximal mögliche Angebot für unterschiedliche Produktlängen berechnet und mögliche Pooling-Effekte untersucht.

3.3.1 Methode

Zur Bestimmung der für die zuverlässige Angebotserstellung notwendigen quantilen Erzeugungprognose wurde im Projekt ein Algorithmus zur so genannten *Distribution Regression* implementiert. In der Distribution Regression ermittelt ein mehr oder weniger komplexes Verfahren aus einer kumulativen Wahrscheinlichkeitsverteilung ein oder mehrere Quantile, konkret einen Schwellwert $Q(p)$ in Abbildung 27.

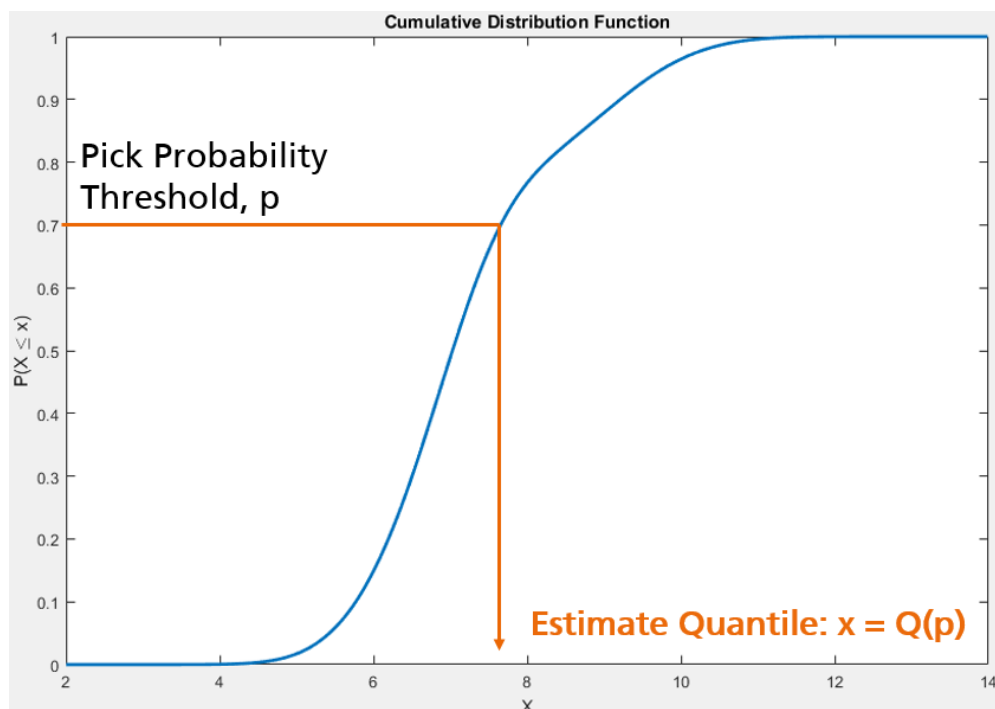


Abbildung 27: Die Verfahrensweise der Quantilen Regression.

In der Distribution Regression ist ein dichter Satz an Schwellwerten gegeben, für die der Algorithmus die zugehörigen Wahrscheinlichkeiten bestimmt (Abbildung 28). Für jeden Schwellwert y_m , $m = 1 \dots M$, ist das Regressions-Ziel ein binärer Wert:

$$D_m = 1\{Y < y_m\} \tag{3.1}$$

Der Wert von D_m ist also 1, wenn das Regressions-Ziel Y größer ist als y_m . Wenn D_m mittels eines stetigen Regressionsverfahrens bestimmt wird, das den quadratischen Fehler minimiert, dann gilt:

$$E\{\widehat{D}_m\} = F_y(y) \tag{3.2}$$

Mit anderen Worten, für einen gegebenen Schwellwert bestimmt es die kumulative Wahrscheinlichkeit, entsprechend der Y-Achse in Abbildung 28.

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

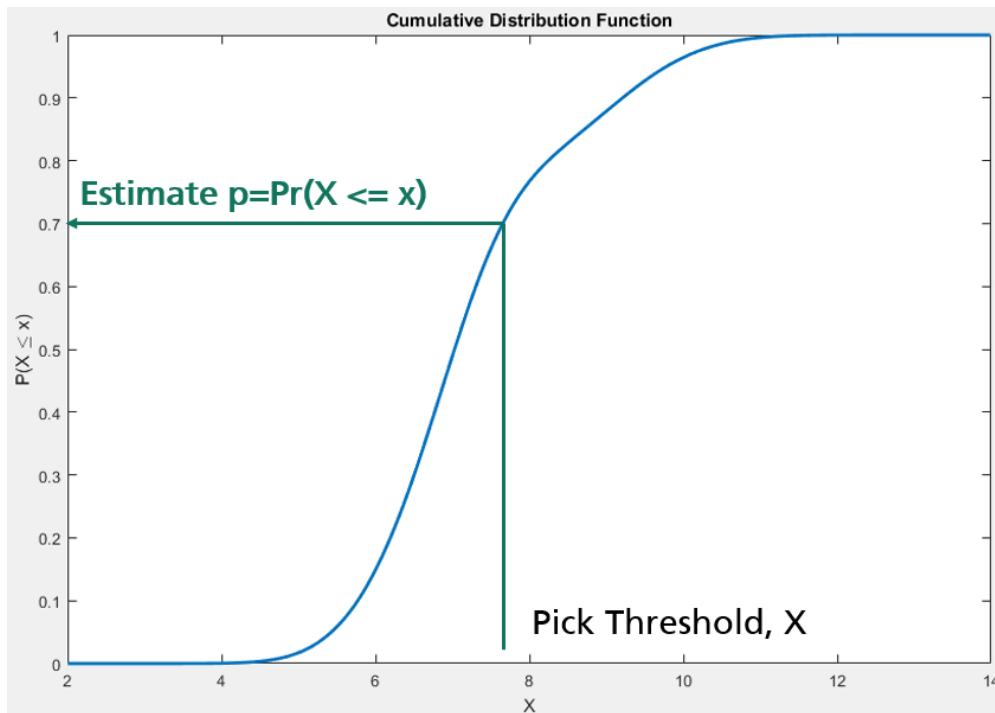


Abbildung 28: Die Verfahrensweise der Distribution Regression graphisch erläutert.

Durch das Verfahren der Distribution Regression hat man mehrere potentielle Vorteile:

1. Es kann auf eine große Liste bestehender Machine Learning Algorithmen zur Minimierung kleinster Fehlerquadrate zurückgegriffen werden. Diese können von einfacher logistischer Regression bis hin zu komplexeren, vielschichtigen Deep Learning Neuronalen Netzen reichen.
2. Die Schwellwerte des Verfahrens sollten für gute Ergebnisse zwar eng beieinander liegen, eine große Zahl von Schwellwert-Prädiktoren lässt sich jedoch sehr einfach parallelisieren.
3. Da diese Schwellwert-Prädiktoren einfach auf kleinsten Fehlerquadrate basieren, stellen hochdimensionale Eingangsgrößen weniger ein Problem dar als in gewöhnlicher Quantiler Regression.
4. Anders als in Quantiler Regression können für verschiedene Bereiche des Regressionsziels y unterschiedliche Eingangsgrößen verwendet werden.
5. Da die Wahrscheinlichkeiten der kumulativen Verteilung diskret bestimmt werden, ist der Ansatz intrinsisch in der Lage Verteilungen mit einer Mischung aus stetigen und unstetigen Regionen zu modellieren.
6. Im Vergleich zur Quantilen Regression sollte zumindest für Schwellwert-Prädiktoren auf Basis von logistischer Regression die extremen Quantile schneller konvergieren [2].

Neben den genannten Vorteilen bleibt nichtsdestotrotz ein gemeinsamer Nachteil erhalten: der des Crossovers, also sich kreuzender Quantile. Im Fall der distribution

regression kreuzen sich die ermittelten Wahrscheinlichkeiten der kumulativen Verteilungsfunktion. Da jedoch die Wahrscheinlichkeiten allesamt aus dem Intervall $[0,1]$ stammen, ist das Problem für die distribution regression zumindest theoretisch einfacher lösbar.

Zur Implementierung muss zunächst entschieden werden, an welchen Stellen, insbesondere in welchem Abstand, die Schwellwerte platziert werden sollten. Experimente mit linearem Histogramm und k-means Abständen ergaben im vorliegenden Fall die besten Ergebnisse mit linearem Abstand.

Im nächsten Schritt muss die Frage nach dem Schwellwert-Prädiktor geklärt werden. Logistische Regression erscheint aufgrund seiner Einfachheit und dem theoretisch sehr guten Potential für hochwertige extreme Quantile eine gute Wahl. Die konkreten Ergebnisse legten jedoch nahe, doch andere Methoden zu nutzen. Die Wahl fiel auf ein dreilagiges Neuronales Netz mit sigmoiden versteckten Neuronen und linearer Ausgabe-Aktivierung. Zum Training wurde der schnelle Levenberg-Marquart Algorithmus genutzt [3] Es stellte sich heraus, dass die Verteilung von insgesamt 200 Schwellwerten angebracht ist.

Abschließend musste noch das Problem sich kreuzender Schwellwert-Wahrscheinlichkeiten gelöst werden. Da die rohen Wahrscheinlichkeitswerte aus den neuronalen Netzen stark verrauscht waren, entstanden nicht-monotone Verteilungen, die geglättet werden mussten. Hierfür testeten wir ebenfalls mehrere infrage kommende Ansätze wie einen gleitenden Mittelwert bzw. einen Medianfilter, Fit durch bestrafte Splines [4], und andere. Durch Beachtung der folgenden grundlegenden Einschränkungen für kumulative Wahrscheinlichkeitsverteilungen konnten zufriedenstellende Ergebnisse erzielt werden:

1. Monoton ansteigend,
2. Beschränkt auf den Wertebereich $[0,1]$,
3. Maximalwert von 1,0 für die höchste Schwellwert-Wahrscheinlichkeit.

Diese Anforderungen konnten mit der Matlab *shape language modeling* (SLM) Toolbox umgesetzt werden.

Die Inputs für jede Realisierung des Algorithmus wurden mit einer Feature Selection basierend auf Partial Mutual Information aus den folgenden Zeitreihen ausgewählt:

- Deterministische Leistungsprognose
- Alter der Wetterprognose (von Modelllauf bis zur prognostizierten Viertelstunde)
- Zeit bis zum Sonnenuntergang
- Zeit bis zum Sonnenaufgang
- Zeit vom Sonnenaufgang
- Zeit vom Sonnenuntergang
- Sonnenstandsbestimmung

3.3.2 Datengrundlage

Die Datengrundlage für die Erstellung der probabilistischen Prognosen war im Projekt sehr ungünstig. Zwar standen für viele Parks innerhalb des Projekts historische Leistungsmesswerte und deterministische Prognosen zur Verfügung, allerdings musste mit folgenden Problemen gekämpft werden:

- Austausch von Parks während der Projektlaufzeit aus unterschiedlichen Gründen

- Kaum gleichzeitig verfügbare Daten
- Offensichtlich fehlerhafte Daten
- Starke Abweichungen von den Leistungskennlinien wegen Abregelungen oder aus anderen Gründen
- Zubau von Windkraftanlagen in einzelnen Parks während der Projektlaufzeit

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

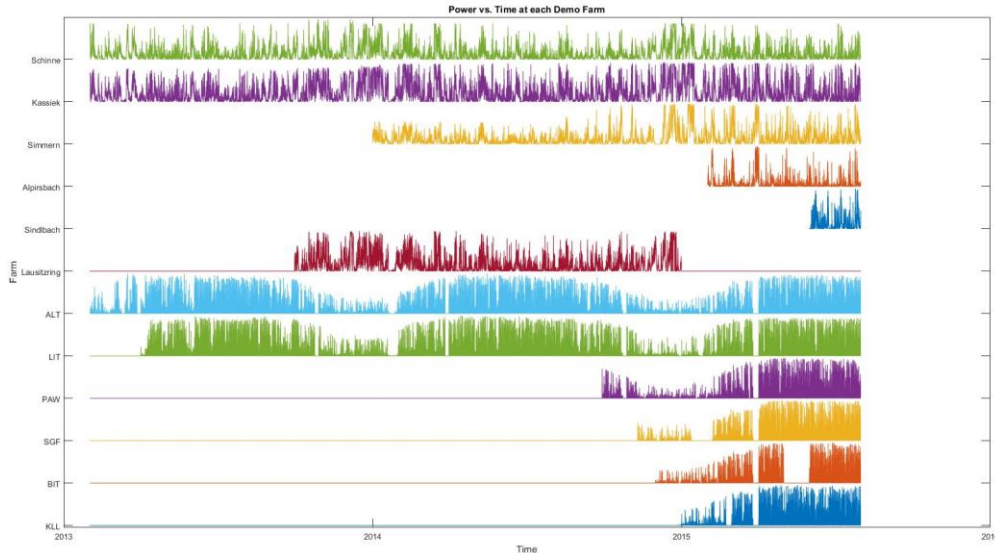


Abbildung 29: Verfügbarkeit von Daten für einzelne Parks

Abbildung 29 verdeutlicht das Problem der gleichzeitigen Verfügbarkeit von Leistungsdaten und Prognosen für die einzelnen Parks. Die gleichzeitige Verfügbarkeit der Daten ist für die Erstellung der probabilistischen Prognosen dabei extrem wichtig, da diese nicht wie bei deterministischen Prognosen einfach aufaddiert werden können sondern jeweils für einen ganzen Pool erzeugt werden müssen.

Insbesondere für die Prognose von extremen Quantilen, die hier interessant sind, ist es wichtig, eine große Anzahl an Datenpunkten für möglichst alle Wettersituationen zu haben, um für diese Quantile repräsentative Ergebnisse erzielen zu können. Letztendlich werden in diesem Bericht nur die folgenden Parks bezüglich ihres möglichen Regelleistungsangebots untersucht:

Tabelle 7: Auflistung der Parks, für welche einzeln oder als Teil eines Pools probabilistische Prognosen erstellt wurden

Park	Nennleistung	Art des Parks
Schinne	60,9 MW	Wind
Kassieck	52,9 MW	Wind
Litten	38,3 MW	PV

3.3.3 Ergebnisse

Um Aussagen über ein mögliches Regelleistungsangebot der Parks machen zu können wurden im Folgenden Quantile Prognosen für die Quantile von 0,01 % bis 99,99 % erstellt, wobei die äußeren Quantile enger beieinander liegen als die inneren Quantile. Abbildung 30 zeigt die probabilistische Prognosen für die genannten Quantile für ein paar Tage im Dezember 2016. Es fällt auf, dass die extremen Quantile dazu neigen, nahe bei einer Leistung von 0 MW bzw. nahe bei Nennleistung zu liegen. Außerdem liegen die extremen Quantile nahe beieinander, während die inneren Quantile in der Nähe des Median weit auseinander liegen.

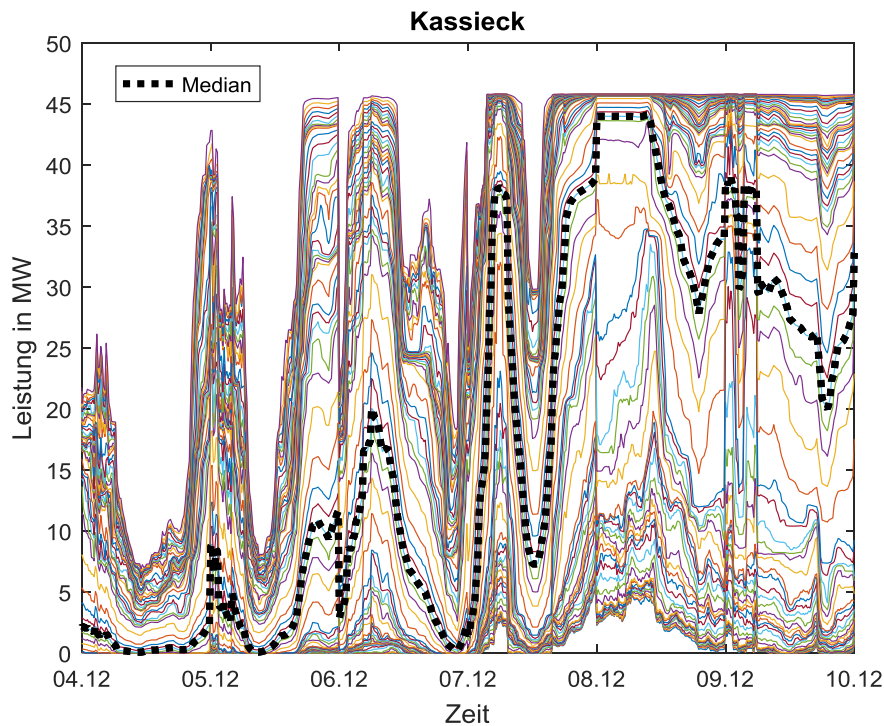
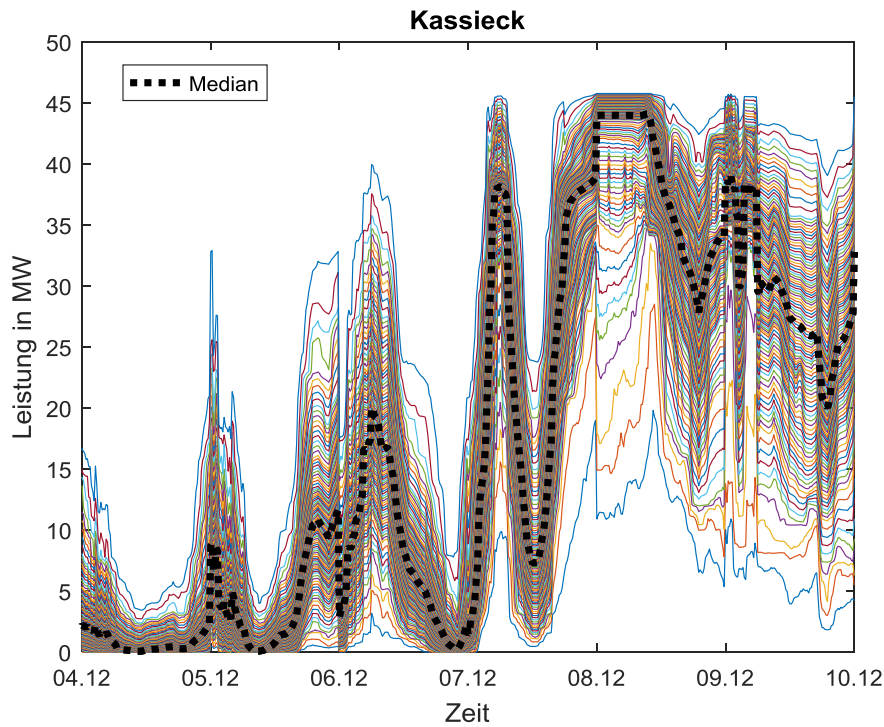


Abbildung 30: Windpark Kassieck mit den Quantilen für die Leistung von 0,01 % bis 99,99 % der maximalen Leistung

Um eine bessere Vorstellung über die Verteilung der Wahrscheinlichkeiten zu vermitteln, wurde deshalb eine andere Darstellungsform gewählt. In Abbildung 31 wird die gleiche probabilistische Prognose für den gleichen Windpark und den gleichen Zeitraum dargestellt, wobei die Quantile dieses Mal äquidistant von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung verteilt sind. Dabei zeigt sich nur das erwartete Verhalten. Die Quantile liegen in Nähe des Medians sehr dicht, während sie in den Extremen weiter auseinander liegen.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 31: Windpark Kassieck mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung

Für den PV-Park Litten wurde die gleich Darstellungsweise in Abbildung 32 gewählt. Da es sich bei dem betrachteten Zeitraum um eine Dezemberwoche ist die erwartete Leistung hier eher gering. Auffällig ist, dass in den hohen Quantilen eine Einspeisung für die Nachtstunden prognostiziert wird. Dieser Fehler ist vermutlich auf verbleibende Fehler in den Trainingsdaten zurückzuführen. Auf das Regelleistungsangebot dürften diese jedoch einen vernachlässigbaren Einfluss haben, da hier insbesondere die unteren Quantile von Interesse sind.

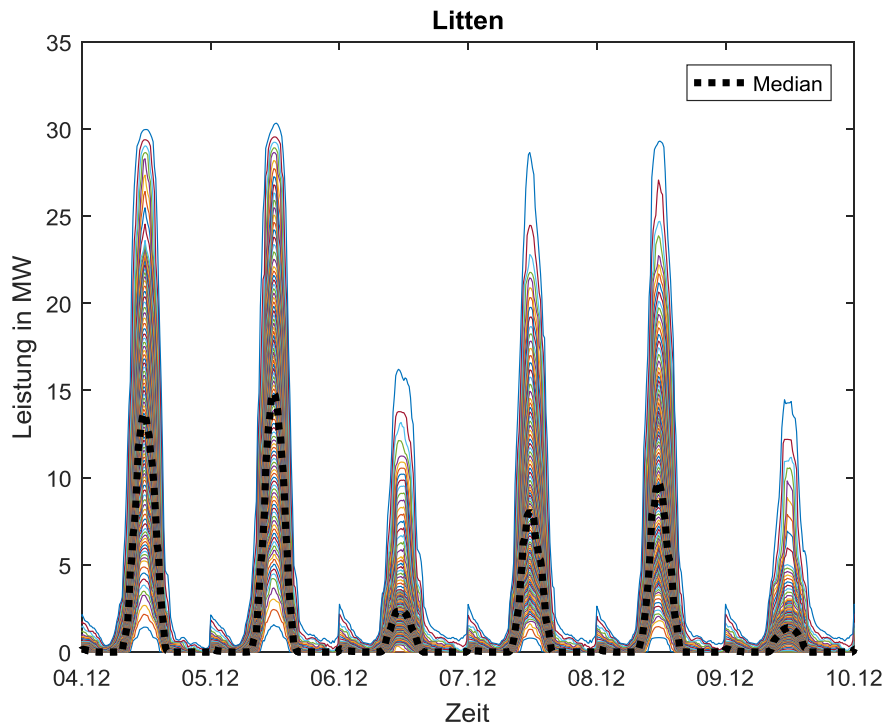


Abbildung 32: PV-Park Litten mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung

Abbildung 33 zeigt schließlich die probabilistische Prognose für den Pool aus den beiden Wind- und dem einen PV-Park. Es zeigt sich, dass zwischen dem Abend des 07.12. und dem 10.12. durch die hohe Windeinspeisung ein Regelleistungsangebot möglich erscheint.

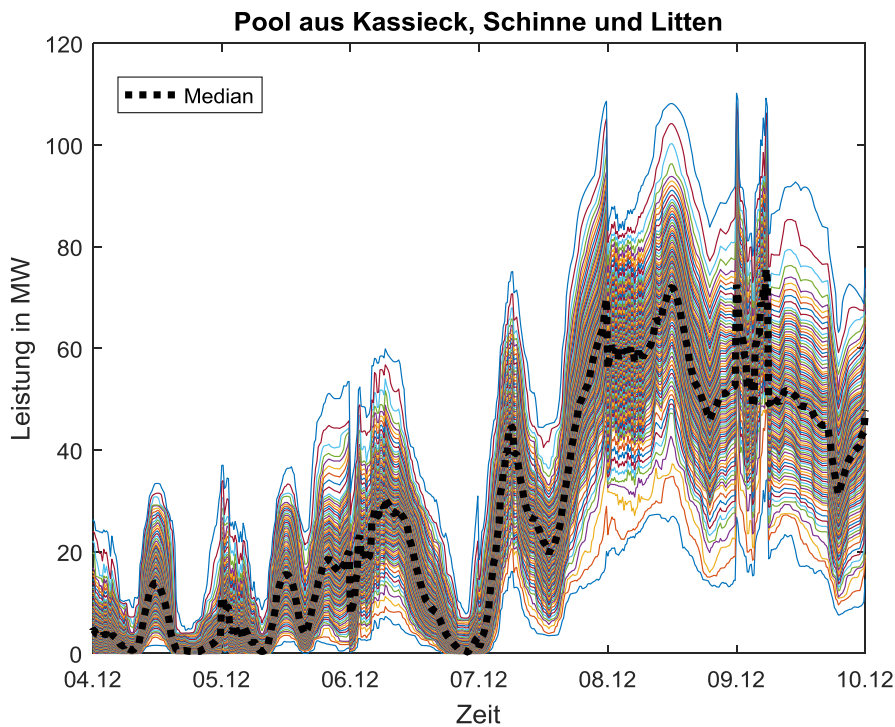


Abbildung 33: Pool aus den Windparks Kassieck und Schinne und dem PV-Park Litten mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung

In den oberen Plots nicht erkennbar ist der Vorteil, den ein Pool aus verschiedenen Parks gegenüber der einzelnen Betrachtung hat. Aus diesem Grund stellt Abbildung 34 das Regelleistungspotenzial für die einzelnen Parks, die Summe der einzelnen Potenziale, sowie das Potenzial für den gesamten Pool für ein Sicherheitsniveau von 99 % dar.

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

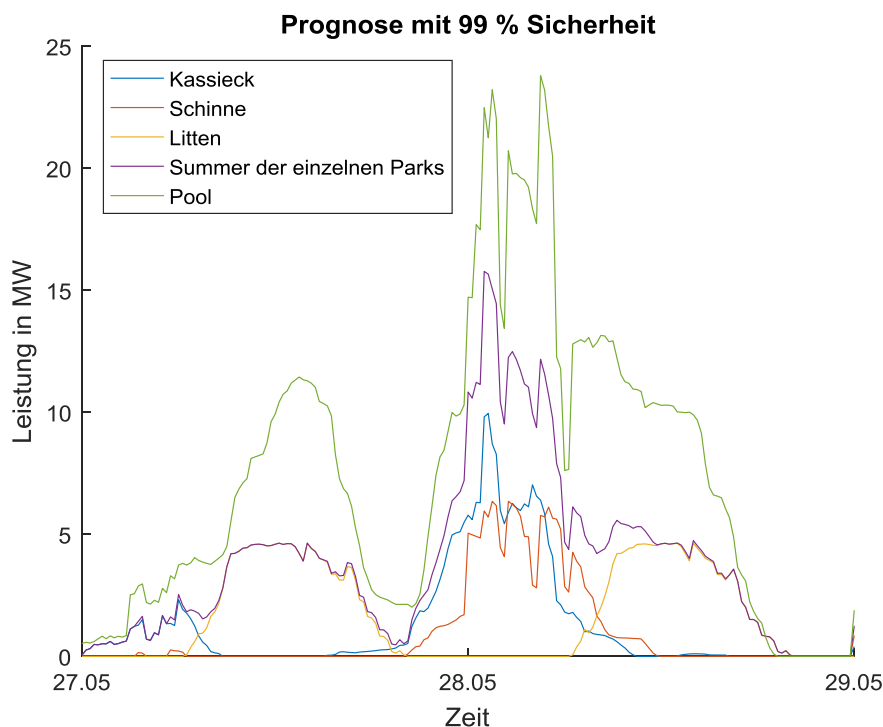
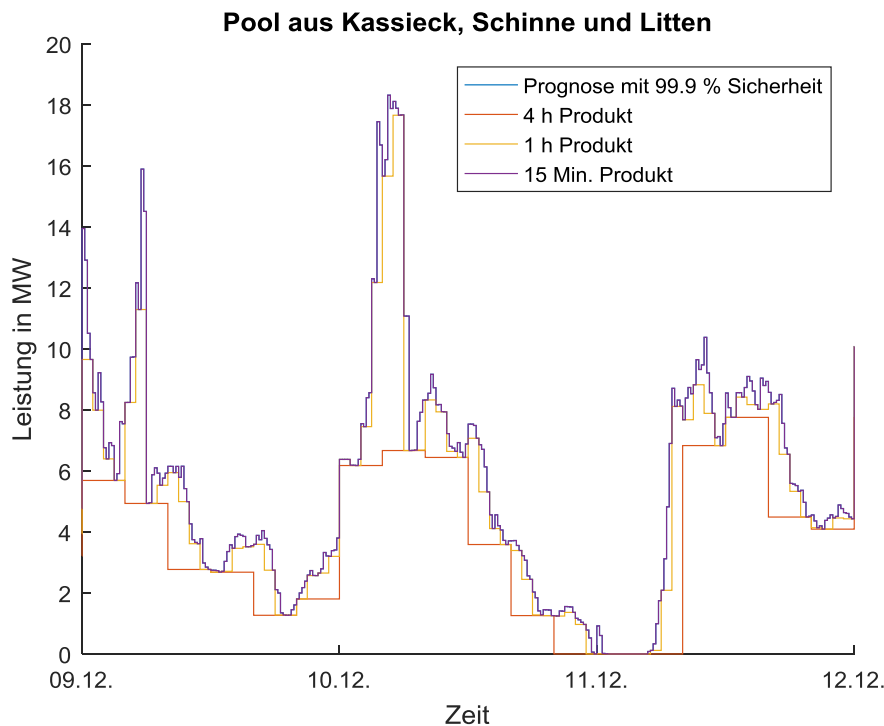


Abbildung 34: Beispiel für die Vorteilhaftigkeit der Ausnutzung von Ausgleichseffekten in einem Pool aus den Windparks Kassieck, Schinne und Litten am Beispiel eines Sicherheitsniveaus von 99 %

Hierbei liegt das Potenzial des Pools fast durchweg über der Summe des Potenzials der einzelnen Parks. Beispielsweise könnten sowohl Kassieck als auch Schinne am Mittag des 27.05. einzeln keine Regelleistung bereitstellen. Lediglich der PV-Park Litten hat ein gewisses Potenzial von ca. 5 MW. Aus diesem Grund setzt sich die Summe aus den einzelnen Parks ausschließlich aus dem Potenzial des PV-Parks zusammen. Als Pool könnten die Parks jedoch mehr als die doppelte Leistung bereitstellen.

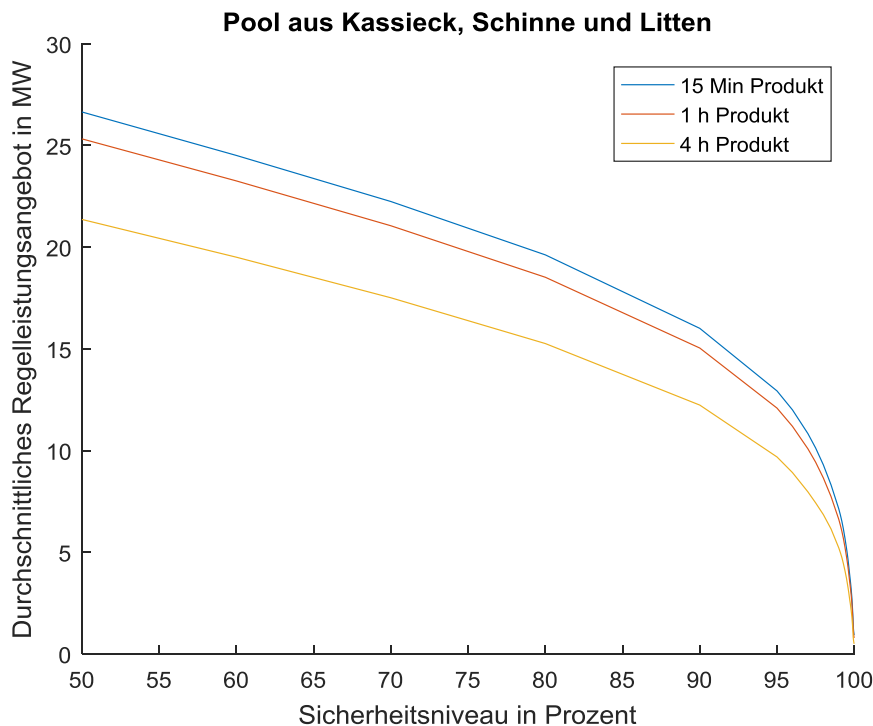
Bis jetzt wurden allerdings nur die Viertelstundenprognosen als Basis für das Regelleistungspotenzial betrachtet. In Realität gibt es gewisse Produktlängen, in denen die Regelleistung durchgehend vorgehalten bzw. erbracht werden muss. Das maximale Regelleistungsangebot des Pools für Produktlängen von 4 h, 1 h und 15 Minuten für ein Sicherheitsniveau von 99,9 % ist dabei Abbildung 35 dargestellt. Die Prognose liegt dabei exakt unter der Linie für das 15 Minuten Produkt, da es sich hierbei ja ebenfalls um einen 15 Minuten Durchschnittswert handelt. Der Unterschied zwischen dem 15 Minuten und dem 1 h Produkt fällt bei dieser Darstellung offenbar nur wenig ins Gewicht. Auch mit Letzterem können die meisten Peaks weitestgehend gut ausgefüllt werden. Der Unterschied zum 4 Stunden Produkt fällt deutlich mehr auf. Hier ist es oft nicht möglich, dass Leistungsspitzen mit einbezogen werden können.



.....
AP 2 - Entwicklung von
 risikobasierten
 Angebotsstrategien für einen Pool
 fluktuierende Erzeuger mit und
 ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 35: Darstellung des maximalen Regelleistungsangebots des Pools aus Kassieck, Schinne und Litten basierend auf einer probabilistischen Prognose mit einer Sicherheit von 99,9 % für verschiedene Produktlängen

Abbildung 36 bestätigt diesen Eindruck. In diesem Plot ist das durchschnittliche Regelleistungspotenzial in Abhängigkeit vom Sicherheitsniveau und der Produktlänge dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Unterschied zwischen 15 Minuten Produkt und 1 h Produkt deutlich geringer ausfällt als zwischen 1 h Produkt und 4 h Produkt. Weiterhin ist auffällig, dass sich das mögliche Regelleistungsangebot bei moderaten Sicherheitsniveaus bis etwa 85 % weitestgehend linear verringert. Danach erfolgt jedoch ein starker Abfall, der sich verstärkt bis zum 100 % Quantil. Diese Darstellung macht deutlich, wie stark extreme Sicherheitsniveaus ein mögliches Regelleistungsangebot einschränken.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 36: Durchschnittliches Regelleistungsangebot des Pools für unterschiedliche Produktlängen für die Monate Dezember 2016 und Mai 2017

3.3.4 Diskussion

Es konnte gezeigt werden, dass es mit Hilfe der Distribution Regression möglich ist, eine probabilistische Prognose für einzelne Wind- und PV-Parks sowie Pools aus diesen zu erstellen. Dabei zeigte sich die Vorteilhaftigkeit der Poolung gegenüber einer einfachen Aufsummierung der einzelnen Regelleistungsangebote.

Zudem zeigt sich, dass das mögliche Regelleistungsangebot sehr stark mit höheren Sicherheitsniveaus sinkt und auch 4 Stunden Produkte eine deutliche Einschränkung des Regelleistungsangebots gegenüber 15 Minuten Produkten und 1 Stunden Produkten mit sich bringen.

Zukünftig müssen Wege gefunden werden, probabilistische Prognosen für Pools ohne die Verfügbarkeit einer großen historischen Datenmenge zu erstellen. Diese ist für neu errichtete Parks nicht verfügbar und auch Parks mit längerer Historie scheint die Datenlage oft schwierig zu sein.

Bei geringer Datenverfügbarkeit, könnte auch das Anfitzen von Extremwertverteilungen eine Option sein, um die extremen Quantile bei einer geringen Datenverfügbarkeit besser darstellen zu können.

3.4 Fluktuationen der Einspeisung von Wind- und PV-Parks

Die im letzten Abschnitt erstellten Prognosen beziehen sich jeweils auf den Durchschnitt einer Viertelstunde. Allerdings kommt es innerhalb dieser Viertelstunden zu kleineren oder größeren Abweichungen von diesem Durchschnittswert. Diese sollen in diesem Abschnitt untersucht werden.

3.4.1 Methode

Um die Häufigkeit bestimmter Abweichungen der 5-Sekunden-Daten von ihrem Viertelstunden-Durchschnitt zu quantifizieren, werden jeweils das 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 %, 99 % für 10 Klassen der durchschnittlichen Leistung berechnet. Die Ergebnisse werden jeweils in einem Plot dargestellt. Auch die Auswirkungen des Poolings von Anlagen sollen hier untersucht werden.

3.4.2 Datengrundlage

Für diese Untersuchung kann auf zeitlich hoch aufgelöste Daten aus dem Virtuellen Kraftwerk des IWES zurückgegriffen werden. Diese liegen meist in einer Auflösung von unter 10 Sekunden vor und werden hier auf 5 Sekunden interpoliert.

Da bei der hier vorliegenden Analyse nur die natürlichen Fluktuationen basierend auf den Schwankungen des Dargebots an Primärenergie untersucht werden sollen, wird versucht, alle Datenpunkte mit Abregelungen und Anomalitäten herauszufiltern. Dies betrifft insbesondere die Windparks, PV-Parks sind davon weniger betroffen.

3.4.3 Ergebnisse

Abbildung 37 zeigt die Abweichungen der 5-sekündlichen Leistung vom Viertelstunden-Mittelwert für den Windpark Bischberg mit einer maximalen Leistung von 2,4 MW.

Die größten positiven Abweichungen bis ca. 30 % treten bei einer Leistung zwischen 50 % und 60 % der maximalen Leistung auf. Die größten negativen Abweichungen von ca. 35 % kommen in einem Bereich von 70 % bis 90 % der maximalen Leistung vor. Befindet sich der Viertelstundendurchschnitt im unteren Bereich oder auch im obersten Leistungsbereich, werden die auftretenden Abweichungen jeweils geringer.

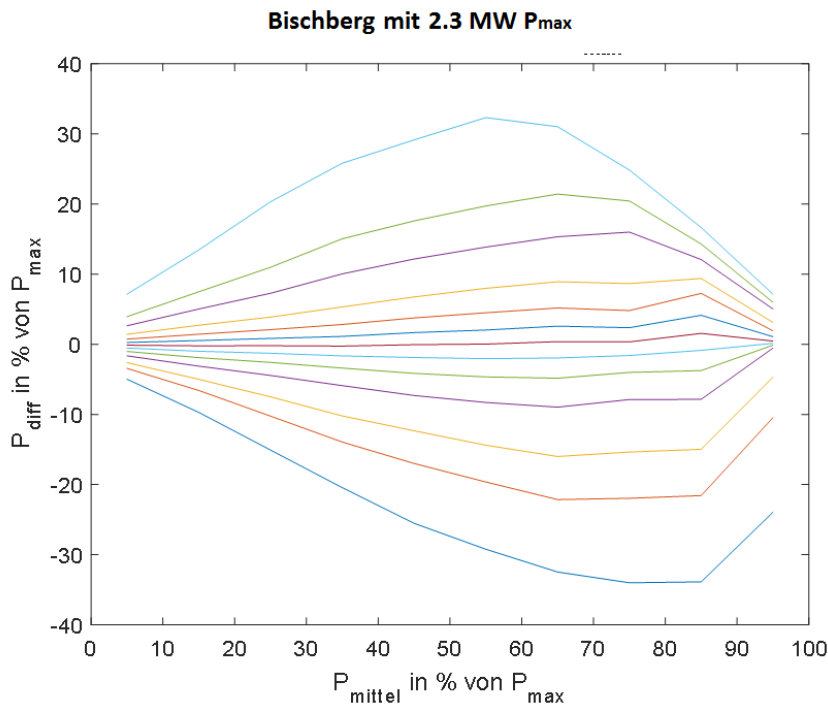


Abbildung 37: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den Windpark Bischberg

Im Vergleich zum Windpark Bischberg fallen die Abweichungen beim PV-Park Weira (Abbildung 38) mit ähnlicher maximaler Leistung für die hohen und niedrigen Quantile etwas größer aus. Hier treten Abweichungen bis 45 % der maximalen Leistung auf.

.....
AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

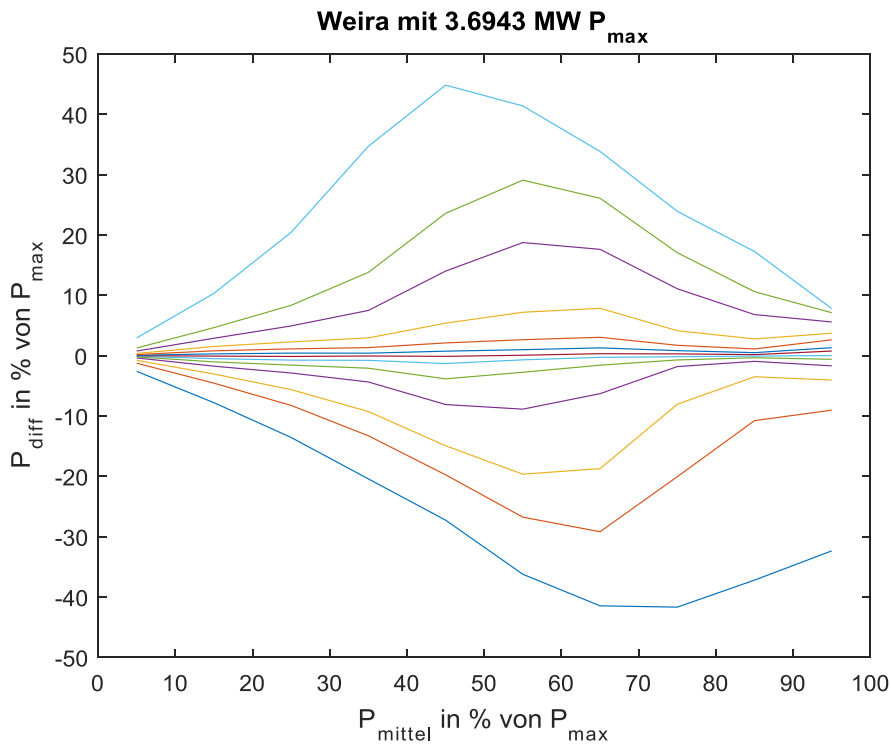


Abbildung 38: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den PV-Park Weira

Beim Windpark Kassieck (Abbildung 39) mit einer maximalen Leistung von 54,5 MW verringern sich die Abweichungen hingegen stark. Hier treten Abweichungen von maximal knapp 15 % für das 1 % und 99 % Quantil auf. Hier scheinen zeitliche und räumliche Ausgleichseffekte innerhalb dieses größeren Parks eine Rolle zu spielen.

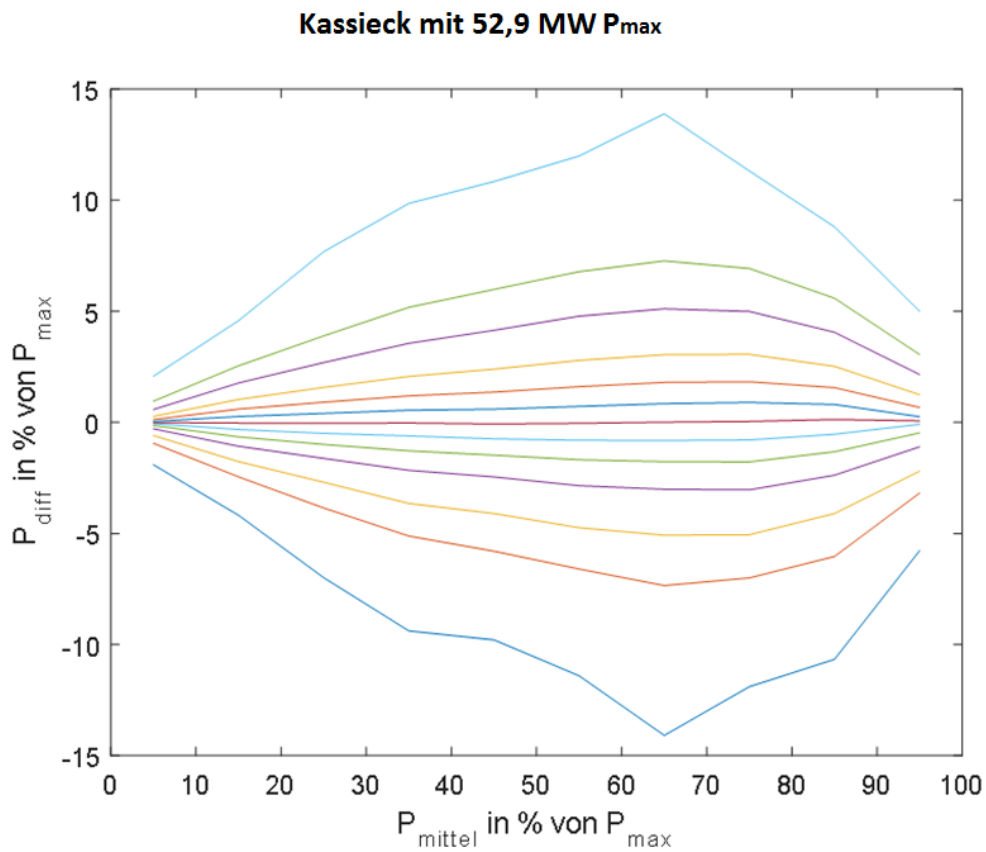
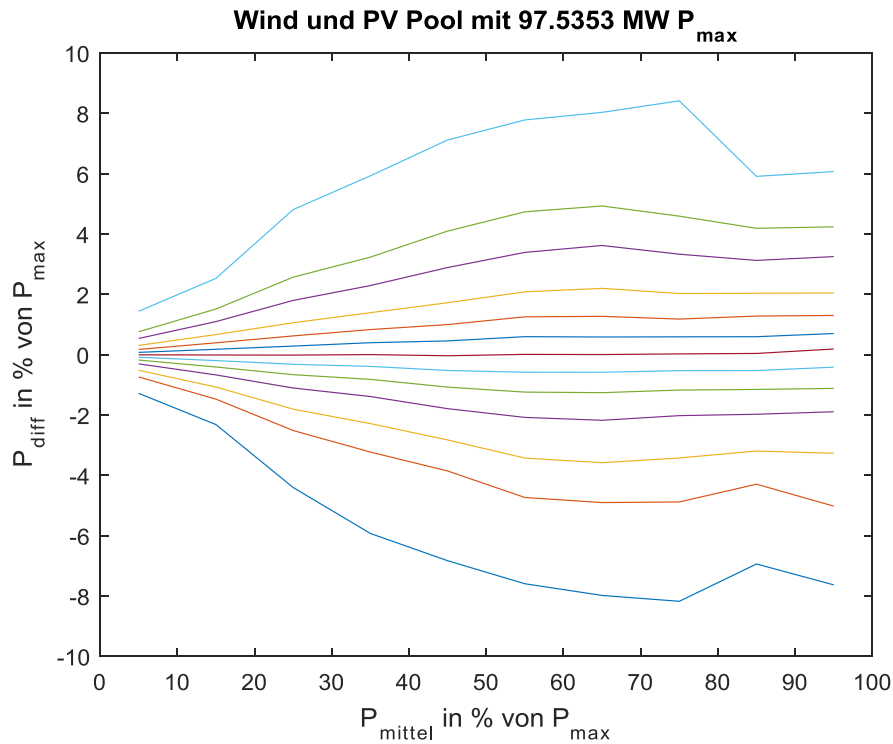


Abbildung 39: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den Windpark Kassieck

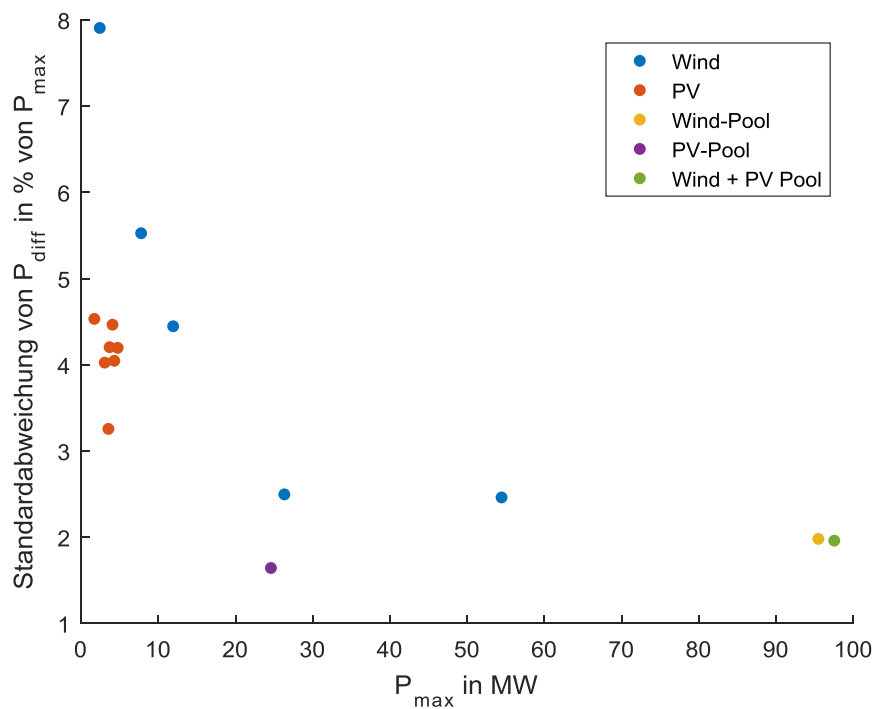
Verstärkt wird dieser Eindruck, bei Betrachtung von Abbildung 40, in der die Abweichungen für den Wind- und PV-Park-Pool mit einer maximalen Leistung von knapp 100 MW dargestellt sind. Hier kommt es zu maximalen Abweichungen von 8 % der maximalen Leistung innerhalb von einer Viertelstunde.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 40: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für einen Pool aus 5 Wind- und 7 PV-Parks

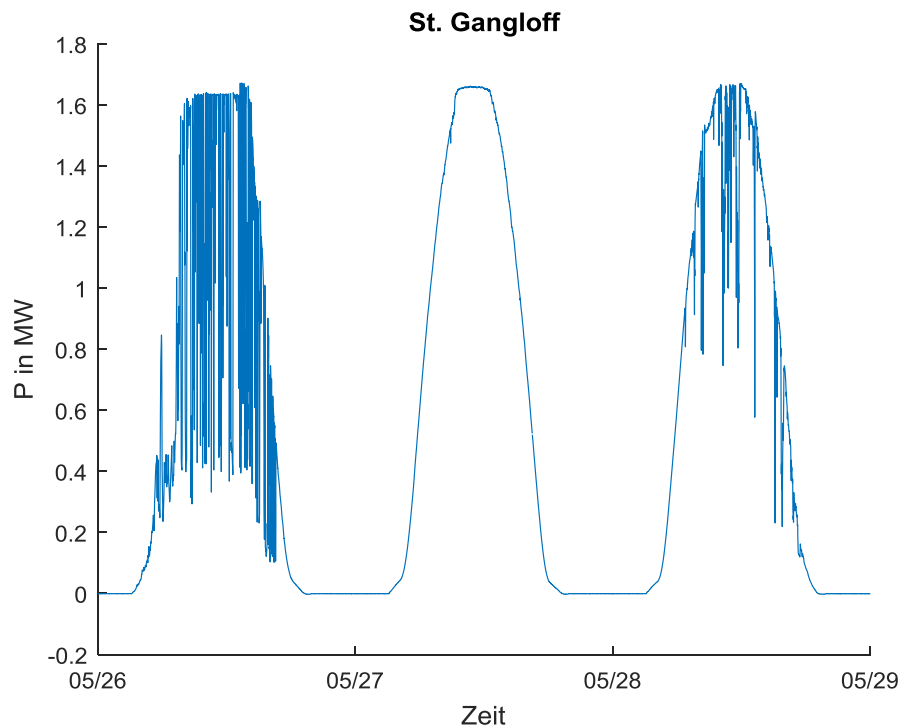
Abbildung 41 zeigt den Zusammenhang zwischen Standardabweichung der 5-sekündlichen Abweichungen vom Viertelstunden-Mittelwert und der maximalen Leistung eines Parks oder eines Pools. Insgesamt kann eine exponentielle Abnahme der Standardabweichung mit Zunahme der maximalen Leistung beobachtet werden. Interessant dabei ist auch, dass die Streuung der Abweichungen bei den PV-Parks offensichtlich unter der der Windparks liegt.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 41: Standardabweichung der 5-sekündlichen Abweichungen vom 1/4-h-Mittelwert über der maximalen Leistung für unterschiedliche Anlagengrößen und Pools

Insbesondere bei PV-Parks gibt es jedoch starke Unterschiede zwischen einzelnen Tagen bzw. Bewölkungssituationen. Während die Einspeisung beim PV-Park St. Gangloff am 26.06. wohl aufgrund wechselnder Bewölkung stark fluktuiert (s. Abbildung 42), tritt am darauffolgenden Tag so gut wie keine Fluktuation der Leistung auf. Der 28.05. scheint bezüglich der Fluktuationen eine Mischung der zwei vorangegangenen Tage zu sein. Würde es gelingen solche Situationen wie am 27.05. verlässlich vorherzusagen, wären die Fluktuationen innerhalb von einer Viertelstunde also so gut wie zu vernachlässigen.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 42: Einspeisung des PV-Parks St. Gangloff über die Zeit in einer zeitlichen Auflösung von 5 Sekunden

3.4.4 Diskussion

Fluktuationen der Leistung innerhalb einer Viertelstunde spielen insbesondere bei kleineren Parks eine Rolle, hier konnten Abweichungen von bis zu 45 % der maximalen Leistung beobachtet werden. Bei größeren Parks, wie z.B. dem Windpark Kassieck, liegen die maximalen Fluktuationen deutlich unter diesen Werten. Hier können Abweichungen bis zu 15 % erwartet werden. Werden die einzelnen Parks zu Pools zusammengefasst, ergeben sich weitere Ausgleichseffekte, die zu einer Reduzierung der Fluktuationen führen. Im hier gezeigten Beispiel eines Pools mit 5 Wind- und 7 PV-Parks und einer maximalen Leistung von knapp 100 MW reduzieren sich die maximalen Abweichungen auf unter 10 Prozent der maximalen Leistung. 90 % der Abweichungen liegen sogar in einem Bereich von ± 5 % der maximalen Leistung.

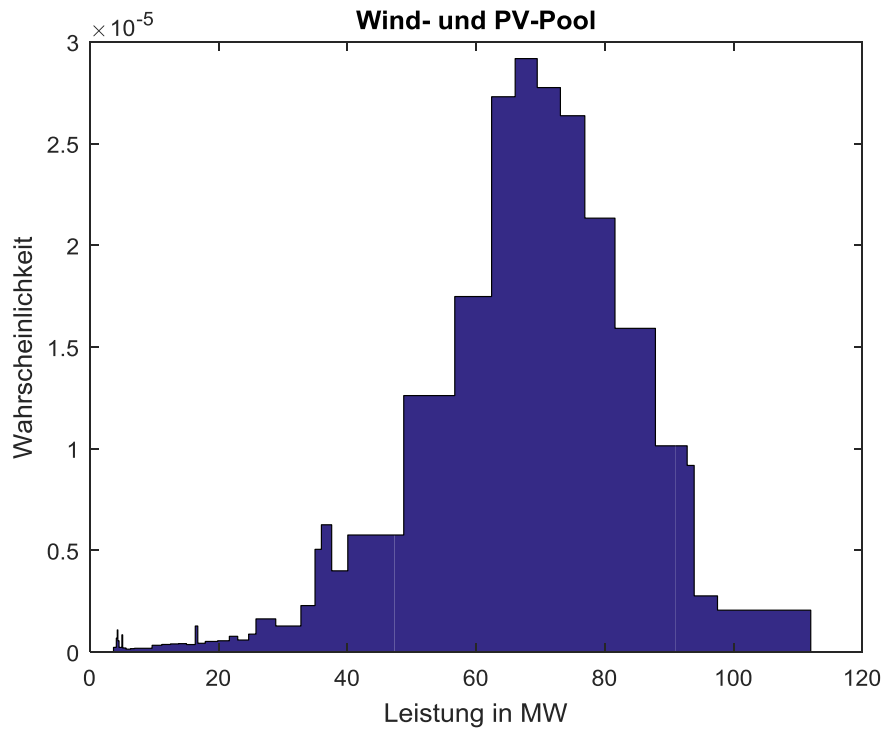
3.5 Berechnung eines möglichen Angebots für einen Pool aus fluktuierenden Erzeugern und steuerbaren Anlagen

Bereits in [1] wurden Untersuchungen der Auswirkungen des Poolings von einem Windpark-Pool mit konventionellen Kraftwerken gemacht. Hierbei wurde jedoch ein fiktiver 1000 MW Pool sowie größere Kraftwerke berücksichtigt. Hier wird der Pool aus den Windparks Kassieck und Schinne sowie aus dem PV-Park Litten verwendet. Hinzu kommen BHKWs, deren für die Regelleistung verfügbare Leistung einmal mit 2 MW und einmal mit 5 MW angenommen wird.

3.5.1 Methode

Bei dieser Untersuchung wird die gleiche Methode wie schon in [1] verwendet. Zunächst wird aus den probabilistischen Prognosen eine

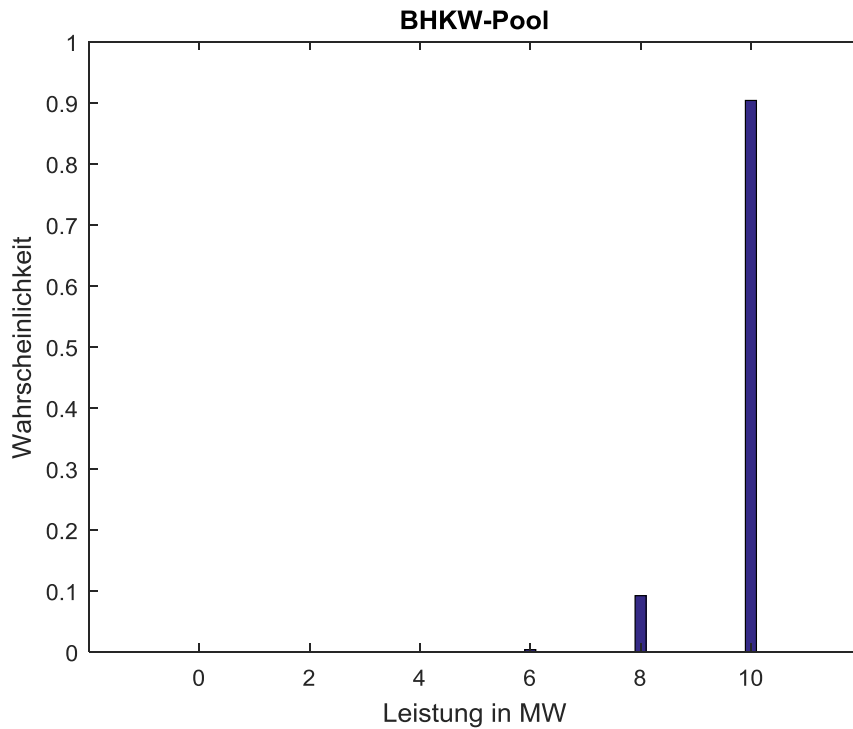
Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung erzeugt, in der jeder Leistung eine bestimmte Wahrscheinlichkeit zugeordnet ist (s. Abbildung 43).



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 43: Wahrscheinlichkeitsverteilung für bestimmte Leistungen des Clusters

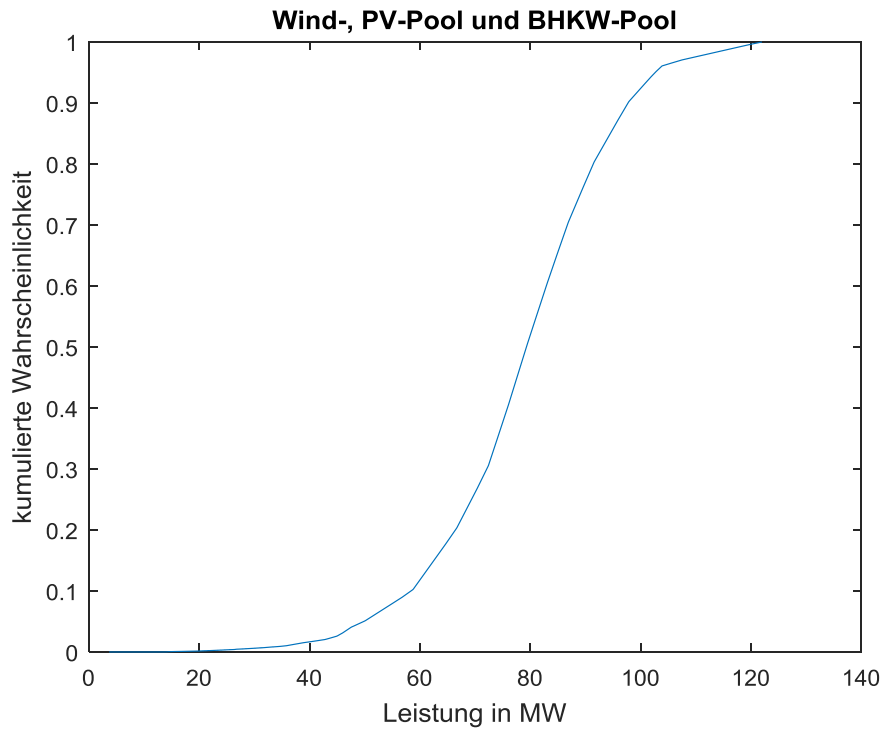
Für die einzelnen BHKWs geschieht dies ebenfalls. Hier wird der maximal erbringbaren Regelleistung eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet, die gleich eins abzüglich der Ausfallwahrscheinlichkeit ist. Die Wahrscheinlichkeit der (Regel-)Leistungserbringung von null wird hingegen mit der Ausfallwahrscheinlichkeit bewertet. Anschließend werden die einzelnen Wahrscheinlichkeitsverteilungen mit einander zu einer Gesamtverteilung für den Pool gefaltet (s. Abbildung 44).



.....
AP 2 - Entwicklung von
 risikobasierten
 Angebotsstrategien für einen Pool
 fluktuierende Erzeuger mit und
 ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 44: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die maximal erbringbare Regelleistung des BHKW Pools aus 5 BHKW mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %

Anschließend erfolgt die Faltung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Pools aus Wind- und PV-Parks mit der des Pools aus den BHKW. Dabei wird vorausgesetzt, dass diese voneinander stochastisch unabhängig sind. Abschließend wird die kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung für den gesamten Pool erzeugt (Abbildung 45) und diejenige Leistung ermittelt, die mit der geforderten Sicherheit angeboten werden kann.



AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Abbildung 45: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den gesamten Pool

3.5.2 Datengrundlage

Leider konnten im Projekte keine zuverlässigen Daten bezüglich der Ausfallwahrscheinlichkeiten von Biogasanlagen bzw. BHKWs gefunden werden. Aus diesem Grund wird hier eine fiktive Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 % für die Untersuchungen im folgenden Abschnitt angenommen.

3.5.3 Ergebnisse

Abbildung 46 zeigt die Summe der maximal möglichen Regelleistung für die Pools aus Wind- und PV-Park (blaue Linie) sowie den Pool aus den BHKWs (orange Linie). Letztere liegt durchgängig bei 6 MW, da diese Leistung nicht von einem schwankenden Dargebot an Primärenergie abhängig ist. Die gelbe Linie repräsentiert die Summe der Leistungen aus beiden Pools. Die lila Linie zeigt hingegen die Leistung, die durch ein Pooling aller Anlagen angeboten werden könnte. Hier zeigt sich, dass diese Leistung fast immer über der Summe aus den einzelnen Pools liegt.

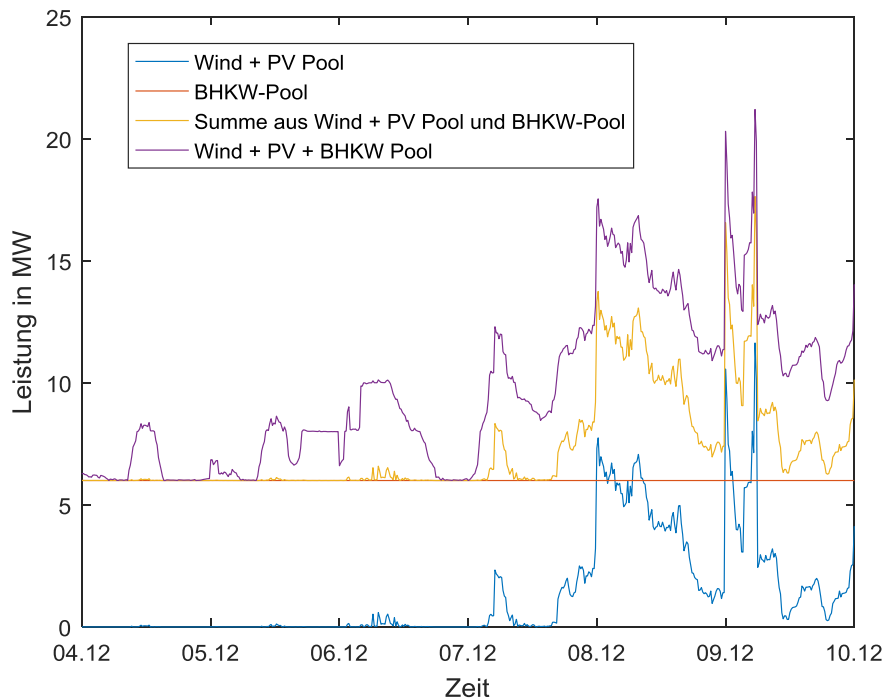


Abbildung 46: Maximales Regelleistungsangebot aus den verschiedenen Kombinationen an Pool für ein Sicherheitsniveau von 99,99 % und einem BHKW-Pool von 5 BHKW mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 2 MW pro Anlage.

Tabelle 8 zeigt die durchschnittliche für die Monate Dezember 2016 und Mai 2017 anbietbare Regelleistung für unterschiedliche Sicherheitsniveaus für eine Kombination des Wind- und PV-Park Pools mit 5 BHKW und maximal 2 MW Regelleistungserbringung. Es ist gut zu erkennen, dass insbesondere für die höheren Sicherheitsniveaus ein deutlicher Zuwachs der Leistung zu erkennen ist.

Tabelle 8: Durchschnittliches Regelleistungsangebot für unterschiedliche Sicherheitsniveaus aus für den Pool aus Wind- und PV-Parks, den BHKW-Pool, der Summe aus beiden Pools sowie das gemeinsame Angebot. Der BHKW-Pool besteht hier aus 5 Anlagen mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 2 MW pro Anlage und einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %.

Sicherheits-niveau	Wind + PV Pool	BHKW-Pool	Summe Wind + PV + BHKW	Wind + PV + BHKW Pool	Zuwachs an möglicher Leistung
99 %	7,23 MW	8,00 MW	15,23 MW	16,71 MW	9 %
99,9 %	2,35 MW	6,00 MW	8,35 MW	11,41 MW	36 %
99,99 %	1,03 MW	6,00 MW	7,03 MW	9,43 MW	34 %

Die gleichen Berechnungen wurden in Tabelle 9 auch für einen BHKW-Pool aus 2 BHKW mit einer maximalen Regelleistungserbringung durchgeführt. Hier ist es so, dass die Zuwächse der maximal anbietbaren Regelleistung noch deutlicher ausfallen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der BHKW-Pool je nach Sicherheitsniveau nur die Hälfte seiner Leistung oder sogar gar keine Leistung anbieten kann, wenn er alleine agiert. Im Pool mit den Wind- und PV-Parks steigt jedoch auch die verbleibende Leistung teilweise nutzbar.

Tabelle 9: Durchschnittliches Regelleistungsangebot für unterschiedliche Sicherheitsniveaus aus für den Pool aus Wind- und PV-Parks, den BHKW-Pool, der Summe aus beiden Pools sowie das gemeinsame Angebot. Der BHKW-Pool besteht hier aus 2 Anlagen mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 5 MW pro Anlage und einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %.

Sicherheitsniveau	Wind + PV Pool	BHKW-Pool	Summe Wind + PV + BHKW	Wind + PV + BHKW Pool	Zuwachs an möglicher Leistung
99 %	7,23 MW	5,00 MW	12,23 MW	16,19 MW	32 %
99,9 %	2,35 MW	5,00 MW	7,35 MW	10,46 MW	142 %
99,99 %	1,03 MW	0,00 MW	1,03 MW	7,33 MW	611 %

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

3.5.4 Diskussion

Die hier gezeigte Methode ermöglicht es, zuverlässig ein Angebot für Pools aus verschiedenen Erzeugern zu erstellen. Weiterhin zeigt sich, dass das Pooling eines Pools aus Wind- und PV-Parks mit konventionellen Erzeugern sich sehr positiv auf die maximal anbietbare Leistung auswirkt, sodass beide Pools davon profitieren. Voraussetzung für die Anwendung der Methode ist jedoch die Verfügbarkeit der Daten für die einzelnen Anlagen der Pools. Hier wären Datenbanken für die Ausfallwahrscheinlichkeiten von verschiedenen steuerbaren Anlagen wünschenswert.

3.6 Erstellung von Szenarien mit dem Szenariengenerator

Um die zuvor erstellte probabilistische Prognose für die Wind- und PV-Leistungen weiter in den Einsatzoptimierungsproblemen verwenden zu können, wird ein Szenariengenerator als Zwischenbearbeitung der Daten aus Quantil-Prognosen herangezogen. Um eine genaue Darstellung der Prognose zu erhalten und alle Unsicherheiten besser abzubilden, werden mit dem Szenariengenerator zahlreiche stochastische Szenarien generiert. Allerdings wächst mit der Anzahl von Szenarien auch der Rechenaufwand bei der Einsatzoptimierung, weshalb die Anzahl der ähnlichen Szenarien zunächst in einem weiteren Bearbeitungsschritt reduziert wird. Anschließend werden die verbliebenen repräsentativsten Szenarien für den betrachteten Zeitraum als Baum strukturiert.

Der Szenariengenerator besteht aus 3 Komponenten (Abbildung 47):

- Szenariengenerierung
- Szenarienreduktion
- Szenarienbaum Konstruktion.

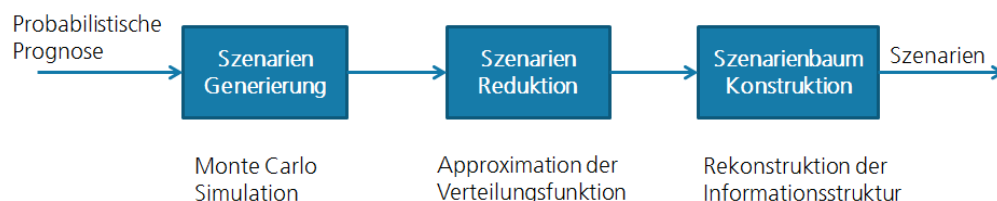


Abbildung 47: Aufbau des Szenariengenerators

Szenariengenerierung

In diesem Schritt wird mithilfe einer Monte – Carlo Simulation eine große Anzahl von Szenarien aus der probabilistischen Prognose für die Wind- oder PV-Leistungen generiert.

Eingangsdaten: Quantil-Prognosen für Wind- und PV Leistungen

Ergebnis: Einzelne Szenarien s_1, s_2, \dots, s_N mit Eintrittswahrscheinlichkeiten $p = \frac{1}{N}$. Hier sind die Wahrscheinlichkeiten gleich für alle Szenarien, weil sie zufällig generiert wurden.

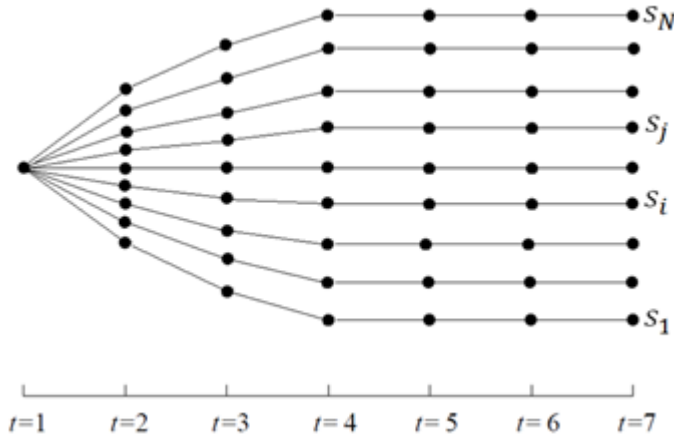


Abbildung 48: Schematische Darstellung der Szenarien nach der Monte-Carlo Simulation

Szenarienreduktion

Ziel der Szenarienreduktion ist die gegebene Anzahl von Szenarien zu verringern, und somit den Rechenaufwand bei der Lösung des Optimierungsproblems zu reduzieren. Diese Methode basiert auf einer Approximation von Wahrscheinlichkeitsverteilungen, in der man die Abstände zwischen originalen und approximierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen möglichst klein hält. Damit wird, wie in der Arbeit [5] von Pflug gezeigt wurde, nicht nur der Abstand zwischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen minimiert, sondern auch der Fehler zwischen ursprünglichem Optimierungsproblem und approximiertem Optimierungsproblem. Beispielweise sei unser Optimierungsproblem hat die Form

$$\min F(x) = \min c(x) + \int_{x \in \Omega} f(x, \omega) dP(\omega).$$

Falls die Berechnung des Integrals über das Wahrscheinlichkeitsmass P nicht möglich oder zu aufwändig ist, dann wird P mit einem anderen approximierten Wahrscheinlichkeitsmass Q ersetzt:

$$\min(\tilde{F}(x)) = \min c(x) + \int_{x \in \Omega} f(x, \omega) dQ(\omega)$$

Eine solche Approximation wird durchgeführt wenn beispielweise eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung vorhanden ist und sie diskretisiert werden soll, oder eine sehr hohe Anzahl von Szenarien vorliegt und sie reduziert werden soll. Im Gegenzug wird hierfür ein Approximationsfehler $\varepsilon(F, \tilde{F})$ in Kauf genommen, der minimiert werden muss. Es wurde bewiesen (siehe [4]), dass für den Approximationsfehler die folgende Abschätzung gilt:

$$\varepsilon(F, \tilde{F}) \leq 2 \sup |F(x) - \tilde{F}(x)| \leq L_1 d_1(P, Q),$$

wobei L_1 eine Konstante, d_1 Wasserstein-Metrik ist. Daraus folgt, dass wenn wir den Abstand d_1 minimieren, dann minimieren wir auch den Approximationsfehler ε .

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

Somit mit der Reduktion der Szenarien erhalten wir eine Approximation für die Wahrscheinlichkeitsverteilung mit deutlich weniger Anzahl von Szenarien, wobei das ursprüngliche Optimierungsproblem wenig verändert wird. Als Abstandsfunktion wird hier das Kantorovich Funktional als duale Darstellung von Wasserstein Metriken verwendet. Dieses Funktional zweier diskreter Maße ist der Optimalwert eines klassischen linearen Transportproblems [5] und besteht in der Bestimmung eines kostenminimalen Weges für die Wahrscheinlichkeitsgewichte von P nach Q.

Mithilfe solcher Abstandsfunktion werden Ähnlichkeiten zwischen Szenarien beurteilt und die ähnlichen Szenarien so zusammenfasst, dass ein Szenario gestrichen wird und seine Eintrittswahrscheinlichkeit zu dem gebliebenen Szenario zugeschrieben wird. Auf diese Weise wird die gegebene Menge an Szenarien reduziert.

Eingangsdaten: eine Menge von einzelnen Szenarien mit Eintrittswahrscheinlichkeiten
 Ergebnis: Untermenge von Szenarien s_1, s_2, \dots, s_M mit Eintrittswahrscheinlichkeiten p_1, p_2, \dots, p_M . Hier sind die Eintrittswahrscheinlichkeiten nicht gleich. Jedes Szenario hat eine eigene Wahrscheinlichkeit.

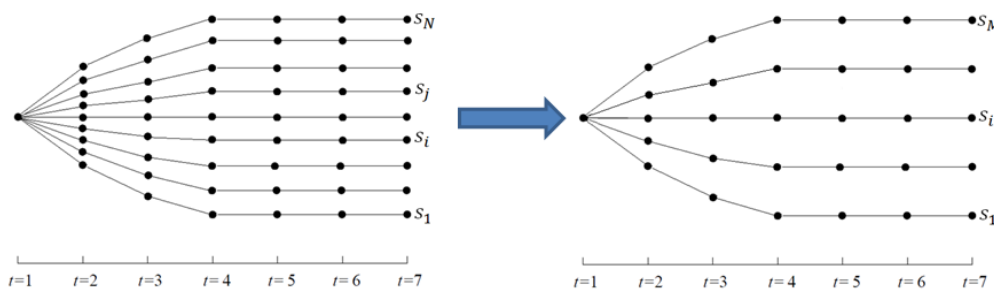


Abbildung 49: Schematische Darstellung der Szenarien nach der Reduktion

Szenarienbaum Konstruktion

Bei Betrachtung eines mehrstufigen Optimierungsproblems (d.h. wenn wir unser Optimierungsproblem über einen längeren Zeitraum betrachten) mit den Szenarien, die wie im Falle der Monte-Carlo Simulation durch eine endliche Simulation generiert sind, sind die Szenarien völlig unabhängig voneinander. Zudem gibt es auch keine Information über die Zeitabhängigkeit. Außerdem sind auch keine Informationen über die Wahrscheinlichkeiten von jedem Szenario in jedem Entscheidungszeitpunkt vorhanden. Deswegen bietet sich die Methode zur Konstruktion eines Szenarienbaums aus Szenarien. Hier wird untersucht wie und mit welchen Wahrscheinlichkeiten sich die inneren Knoten (Werte in jedem Zeitpunkt) von Szenarien verhalten können. Eine zentrale Rolle spielt hier die Eigenschaft der Nichtantizipativität, die eine gewisse Informationsstruktur definiert. Nämlich für ein Szenario bedeutet es, dass die Knoten von diesem Szenario hängen nur von der verfügbaren Information ab, aber nicht von den zukünftigen Daten. Schematisch kann man diese Struktur als Baumstruktur darstellen.

Für die Baumkonstruktion wird die Technik der Szenarienreduktion verwendet, wobei die inneren Knoten von unabhängigen Szenarien reduziert und ähnliche Szenarien gebündelt werden. Außerdem wird der Rechenaufwand bei der Lösung der Optimierungsaufgabe noch mal reduziert, weil in jedem Zeitpunkt die Anzahl der Knoten reduziert wird.

Eingangsdaten: Reduzierte Szenarien mit Wahrscheinlichkeiten

Ergebnis: Szenarienbaum mit sowohl gesamten Wahrscheinlichkeiten, als auch Wahrscheinlichkeiten in jedem Entscheidungszeitpunkt.

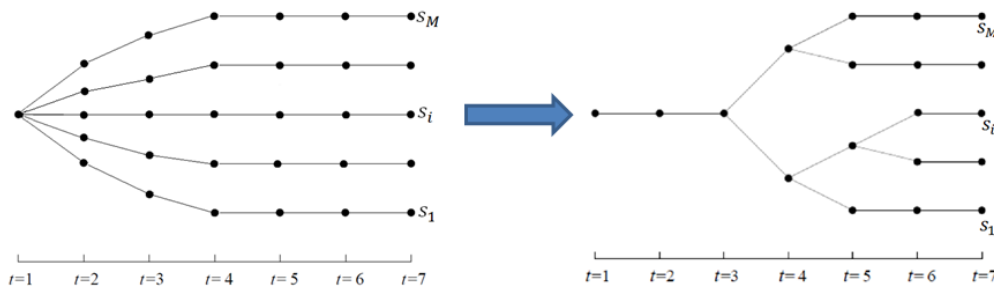


Abbildung 50: Schematische Darstellung des Szenarienbaums

Für die Umsetzung des Szenariengenerators wurden Algorithmen zu jeder Komponente des Szenariengenerators entwickelt und zur Ausführung im IWES.vpp in der Energiemanagement-Komponente implementiert. Somit können die im IWES.vpp integrierten probabilistischen Prognosen für Wind- und PV-Leistungen innerhalb des IWES.vpp weiter in der Einsatzoptimierung berücksichtigt werden.

3.7 Nutzung von Flexibilität von Wind- und PV zur Verringerung des NRV-Saldos

Auch wenn Wind und PV keine Regelleistung bereitstellen, gibt es andere Wege zu einem ausgeglichenen Regelzonensaldo beizutragen.

Zunächst können die fluktuierenden Erzeuger mit einer guten Prognose zur Reduzierung des Regelleistungsbedarfs beitragen. Dies wird durch kürzere Vorlaufzeiten an den Börsen immer einfacher. Auch eine bessere Datenverfügbarkeit und bessere Prognosen tragen dazu bei.

Die Teilnahme von Wind- und PV-Parks über Direktvermarkter an der Börse hat ebenfalls den Vorteil, dass Direktvermarkter auch Abregelungen vornehmen können, wenn der Börsenpreis beispielsweise negativ ist, sodass nicht zu viel Energie in das System eingespeist wird.

Zunehmende Online-Messungen der Einspeisung von Wind- und PV-Parks könnten ermöglichen, dass Bilanzkreise sich bereits durch die Steuerung konventioneller Anlagen selbst ausgleichen. Hier sollte jedoch beachtet werden, dass die Optimierung des Subsystems „Bilanzkreis“ einen höheren Aufwand erfordert als das gesamte System „Regelzone“ auszugleichen.

Generell ist auch denkbar, dass Wind- und PV-Parks in Abhängigkeit vom aktuellen Regelzonensaldo „mitregeln“. Dies ist im deutschen System jedoch nicht vorgesehen und auch nicht gewollt. Zunächst ist hier nämlich jeder Bilanzkreis dazu verpflichtet seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Zudem gibt es keine Informationen über das aktuelle Regelzonensaldo und es besteht die Gefahr des „Überregelns“, wenn viele Bilanzkreise zu stark auf das Regelzonensaldo reagieren.

Zuletzt besteht nach wie vor die Möglichkeit für den Übertragungsnetzbetreiber oder Verteilnetzbetreiber die Leistung eines Parks abzuregeln, wenn dies aus netzbedingten Gründen notwendig ist.

AP 2 - Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien für einen Pool fluktuierende Erzeuger mit und ohne steuerbare Anlagen

3.8 Literatur

- [1] Brauns, Steffen et. al: "Regelenergie durch Windkraftanlagen – Abschlussbericht", Kassel, März 2014.
- [2] Koenker, Roger; Leorato, Samantha; Peracchi, Franco (2013): Distributional vs. Quantile Regression. CEIS Working Paper No. 300. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2368737> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2368737>.
- [3] Hagan, M. T.; Menhaj, M. B. (1994): Training feedforward networks with the Marquardt algorithm. In Neural Networks, IEEE Transactions on 5 (6), pp. 989–993. DOI: 10.1109/72.329697.
- [4] Kagerer, Kathrin (2013): A short introduction to splines in least squares regression analysis. Available online at <http://epub.uni-regensburg.de/27968/>.
- [5] Pflug, G. G. (2001). Scenario tree generation for multiperiod financial optimization by optimal discretization. Mathematical Programming, S. 251 - 271.
- [6] Heitsch, H., & Römisch, W. (2008). Scenario tree modeling for multistage stochastic programs. Mathematical Programming.
- [7] Heitsch, H. (2007). Stabilität und Approximation stochastischer Optimierungsprobleme. PhD. Thesis.

.....
AP 2 - Entwicklung von
risikobasierten
Angebotsstrategien für einen Pool
fluktuierende Erzeuger mit und
ohne steuerbare Anlagen
.....

4

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

In diesem Kapitel werden die IKT-Lösungen als Umsetzung der bereits beschriebenen Ergebnisse aus dem Projekt dargestellt. Hierbei gibt es zunächst einen Überblick über die Zielvorstellungen und es wird der Bezug innerhalb des Projekts selbst hergestellt. Im Anschluss gibt einen kurzen Überblick über die Basis-Software für die Umsetzung der Arbeiten. Danach werden Konzepte und Umsetzungsentscheidungen für die Implementierungen dargestellt und erläutert. Auf diese Erklärungen folgen noch weitere Hintergründe und Informationen zu den konkreten Implementierungen.

4.1 Zielsetzung - Einordnung ins Projekt

Bei der Entwicklung von entsprechenden IKT-Lösungen aufbauend auf den vorangegangenen Ergebnissen des Projekts ist das maßgebliche Ziel die zuverlässige Bereitstellung von Sekundärregelleistung durch Wind- und Photovoltaikparks unter Berücksichtigung des TransmissionCode 2007 und dem „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase“ [ÜNB2016]. Ein weiterer Fokus bei dieser Realisierung liegt auf Zuverlässigkeitsbetrachtungen der Kommunikationstechnik und der Behandlung und Vermeidung von Datenausfällen, um so die Lösung derart zu gestalten, dass eine möglichst hohe Absicherung des Regelleistungsangebots erreicht wird. Vergangene Projekte haben gezeigt, dass diese Einflussgrößen einen großen Effekt zu der exakten Sollwertverarbeitung der Einzelanlagen beitragen (vergleiche Projekt RdW [IWES2014]).

Ziel ist es zudem, das Regelleistungsangebot auf Basis der Entscheidungsgrundlage einer probabilistischen Prognose abzugeben, wobei hierbei entsprechende Anpassungen hinsichtlich Modelerweiterung, Software-Architektur und die Erstellung neuer Schnittstellen zum Verarbeiten der probabilistischen Prognosen obligatorisch sind. Die probabilistischen Prognosen sollen in der Angebotserstellung innerhalb der virtuellen Kraftwerksplattform IWES.vpp berücksichtigt werden können.

Für den Regelleistungsabruf wurden Pools aus Anlagen gebildet, die getrennt voneinander angeboten und abgerufen werden können. Innerhalb IWES.vpp wird jeder Pool als Cluster bezeichnet. Der Regelleistungsabruf und die Regelleistungsvorhaltung werden auf Cluster-Ebene gesendet und eine entsprechende Disaggregationsstrategie teilt das Signal auf die beinhalteten TE resp. Einzelanlagen auf. Mit diesem Ansatz kann der Spezialfall des Regelleistungsabrufs einer einzelnen TE auch leicht analysiert werden, falls das Cluster nur aus der jeweiligen TE besteht.

Die IKT-Lösungen werden abschließend durch dedizierte Szenarien bewertet, die durch entsprechende Feldtests die IKT-Lösungen beurteilen. Für nähere Informationen sei hierzu auf Kapitel 0 verwiesen.

4.2 Grundlage

Für die Umsetzung der IKT-Lösungen wurde die virtuelle Kraftwerksplattform IWES.vpp verwendet und erweitert. Der Kern der IWES.vpp Software wurde bisher in verschiedenen Projekten im Forschungskontext virtueller Kraftwerke erfolgreich eingesetzt und optimiert. Während der Projektlaufzeit wurden insgesamt 270 MW installierte Leistung im virtuellen Kraftwerk integriert, welche sich auf 26 PV- und Windparks verteilen.

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

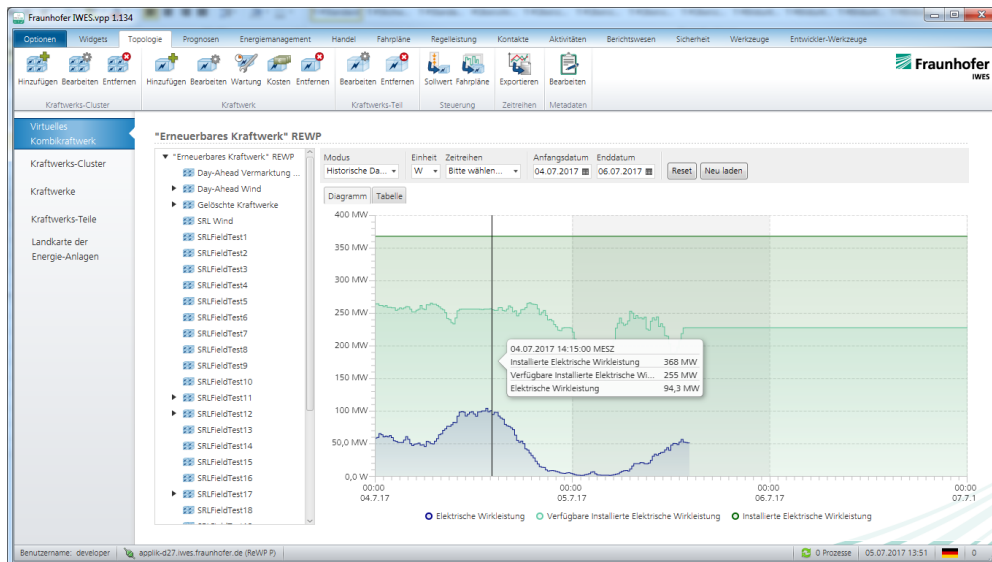


Abbildung 51 Topologie Ansicht IWES.vpp Frontend Application

Das IWES.vpp besteht aus einem Frontend und einem Backend-System, die über REST durch ein CIM (IEC 61970) Datenmodell kommunizieren. Für das Projekt wurde die benötigte IT-Infrastruktur eingerichtet. Für den Feldtest wurde ein operatives System in der Infrastruktur des Fraunhofer IWES deployed (Productive Stage). Zum Test von Änderungen, die sich während der Feldtest ergaben wurde ein zweites System aufgebaut, mit dem Tests vorab stattfinden konnten (System Integration Stage). Über dieses sogenannte Staging-Verfahren wurden neue Änderungen in die produktive Umgebung eingepflegt. So ist jederzeit die zuverlässige Funktionsweise der Software auf dem P-System (Productive Stage) gegeben. Die Datenbanken der jeweiligen Umgebungen wurden jeweils über eine redundante Struktur eingerichtet, nähere Details siehe weiter unten bei der Beschreibung der Replica-Sets. Das IWES.vpp ist von der Architektur her darauf ausgelegt hoch performante Datenverarbeitung zu gewährleisten.

4.3 Konzept

Frühere Projekte kamen zu dem Ergebnis, dass es zwei Haupt-Einflüsse gibt, die die Sollwert-Regelung eines VPPs negativ beeinflussen.

- 1. Eine langsame Geschwindigkeit oder Instabilität der Kommunikationsverbindung einer TE an das VPP führt zu langsamen Reaktionszeiten. Ein Anlage, die via Satellit angebunden ist, ist typischerweise um den Faktor 15 langsamer als eine mit DSL angebundene Anlage. Ursprüngliche Erfahrungswerte basieren auf Verarbeitungszeiten für eine Kommunikation bzw. Datenübertragung von bis zu 750ms bei Satellitenanbindung, wodurch eine schnelle Reaktion auf die fluktuierende mE schwierig ist.

- 2. Mehrfache Kommunikationswege für das Absenden eines neuen Steuersignals führen ebenfalls zu langsamen Reaktionszeiten des VPPs. Der bisherige Ablauf zum Senden eines neuen Steuersignals vom VPP zu einer TE ist wie folgt:
 - o Zunächst wird durch das VPP eine Anfrage an die TE gestellt, um erforderliche Messdaten zu bekommen (z.B. mE).
 - o Dann wird der Sollwert im VPP berechnet.
 - o Der Sollwert wird vom VPP an die TE gesendet.
 - o Die TE setzt den Sollwert um.
 - o Das VPP stellt eine Anfrage an die TE über den derzeit anliegenden Sollwert als Bestätigung.

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

Diese Einflussfaktoren bedingen in ihrer Kombination natürlich einen noch größeren negativen Einfluss auf die Regelung. Um den 1. Punkt zu vermeiden wurden bewusst Anlagen mit Satellitenverbindung im Feldtest nicht berücksichtigt. Berücksichtigung fanden durch DSL, z.T. Glasfaser, angebundene Anlagen. Um den Punkt 2 zu verbessern, ist in diesem Projekt eine andere Herangehensweise gewählt worden. Das VPP berechnet den RL-Sollwert, den eine TE zu erbringenden hat. Dieser Wert wird als „Differenzsignal zur mE“ zu der TE übertragen. Die TE regelt den geforderten Differenzwert eigenständig in Abhängigkeit der mE ein (Dezentralisierung). Folgende Voraussetzungen müssen hierzu von den beteiligten Anlagen erfüllt werden:

- Jede TE muss über ein eigenständig berechnetes mE-Signal verfügen.
- Jede TE muss ein Differenz-Sollwert verarbeiten und einregeln können.
- Außerdem muss die TE andere Vorgaben (z.B. Eisman) berücksichtigen.

Um diese Voraussetzungen zu erfüllen, mussten die Hersteller der Wind- und Photovoltaikanlagen adäquate Software-Updates ihrer SCADA-Systeme entwickeln und in die beteiligten Parks einspielen. Diese Software-Anpassungen wurden für die PV-Parks mit Gantner-Schnittstelle und für die Wind-Parks von Enercon realisiert. Ursprünglich sollte außerdem PV Anlagen mit Skytron-System zum Einsatz kommen. In Absprache mit den jeweiligen Herstellern, die die Software-Anpassungen in den SCADA-Systemen durchgeführt haben, wurden die entsprechenden Schnittstelle zu den Anlagen im IWES.vpp implementiert bzw. für den Regelleistungsbetrieb erweitert und getestet.

Bei der technischen Umsetzung dieses dezentralen Ansatzes wurde bewusst auf ein Sicherheitsband verzichtet, um z.B. Ungenauigkeiten der mE-Berechnung ausgleichen zu können. Bei den Implementierungen sollte das technisch Machbare getestet werden. Ein etwaiges Sicherheitsband würde im realen Einsatz zudem einen finanziellen Verlust bedeuten.

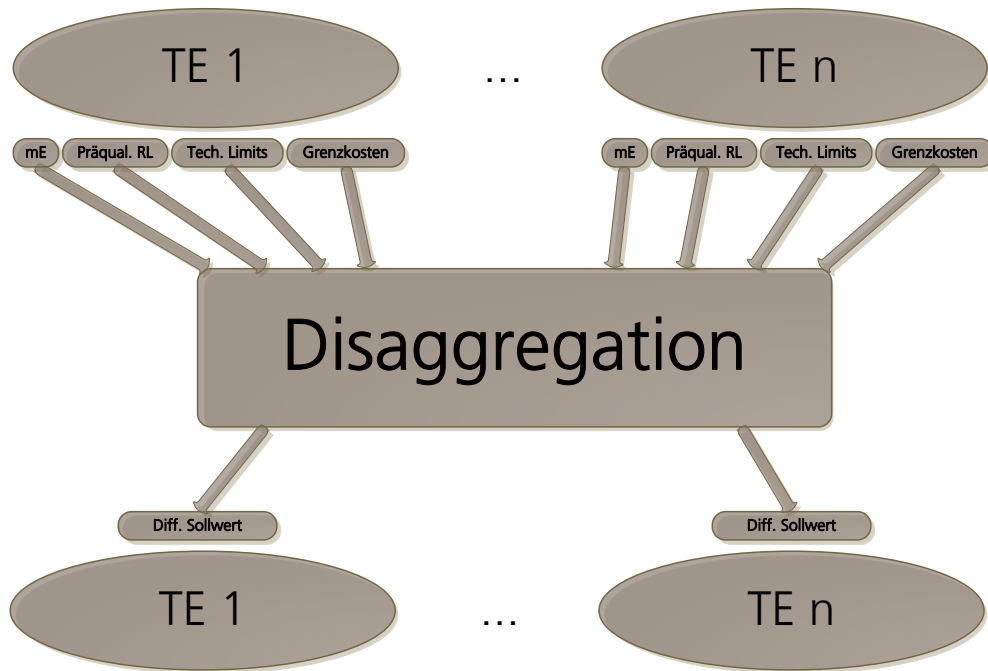


Abbildung 52 Schematische Darstellung der Funktionsweise der Disaggregation

Wie geplant wurde das Differenzsignal zur mE an ein Cluster des VPPs geschickt, welches dann durch eine Disaggregationsstrategie das Signal auf die einzelnen TEs aufteilt. Während der Erbringung oder Vorhaltung der Sekundärregelung wird diese Disaggregation alle 3 Sekunden erneut ausgeführt, um frühzeitig auf sich ändernde Umwelteinflüsse zu reagieren und weiterhin gegebene Vorgaben und Grenzen einzuhalten. Die Disaggregation berücksichtigt folgende Einflussgrößen für die Aufteilung:

- Die momentane mE der TEs im Cluster
- Präqualifizierte RL der TEs im Cluster
- Technische Grenzen der TEs im Cluster, z.B. minimale Sollwerte bevor Anlage technisch bedingt ausgeschaltet wird
- Grenzkosten der TEs im Cluster

Exemplarisch wurde die Strategie mit einem Merit-Order-Ansatz realisiert, auf welchen auch im Kapitel zu den Feldtests eingegangen wird. Eine schematische Darstellung der Funktionsweise kann Abbildung 52 entnommen werden.

4.4 Implementierung

4.4.1 Automatisierte Überwachung der Kommunikationsverbindung

Wie bereits erwähnt war in der Vergangenheit eine langsame oder instabile Kommunikationsverbindung der Grund für schlechte Reaktionsgeschwindigkeiten und damit schlechte Ergebnisse der Regelungen. Für die Überwachung der Kommunikationsverfügbarkeiten und der Qualität wurde eine separate Komponente implementiert. Die Komponente überwacht zyklisch durch die Messwertanfragen zu den TEs deren Kommunikationsstatus, der durch die Antwort der Anfrage kategorisiert wird. Die Granularität der Überwachung kann über die Abfragefrequenz der Messwertaufnahme definiert werden. Hierbei ist es möglich bis zu einer Frequenz von einer Sekunde die Überwachung einzurichten.

Durch diese Komponente konnten Einzelanlagen mit instabilen Kommunikationsverbindungen identifiziert werden. Entweder wurden die Anlagen vom Feldtest ausgeschlossen oder durch Kontaktaufnahme mit dem zuständigen Telekommunikationsanbieter konnte wieder eine stabile Verbindung hergestellt werden. Die Komponente hilft zudem etwaige Datenausfälle zu erkennen, was die Grundvoraussetzung ist, um auf diese Szenarien reagieren zu können.

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

4.4.2 Erhöhung der Ausfallsicherheit

Um den IT-Anforderungen an die Regelleistung im Feldtest näher zu kommen und damit den Feldtest möglichst realistisch zu gestalten wurde im Projekt auch das Thema Ausfallsicherheit näher betrachtet. In den aktuellen Anforderungen zur Regelleistungserbringung ist eine Redundanz der Poolssysteme gefordert. In diesem Projekt stand der Feldtest und die im Feldtest erzeugten Ergebnisse im Vordergrund daher wurde hier im Wesentlichen die zentrale Datenbank redundant ausgelegt.

Um Datenausfälle innerhalb zu vermeiden, wurde die Datenbank MongoDB mit zwei Replica-Sets aufgebaut. Ein Ausfall der Datenbank (Primary) impliziert somit keinen Datenverlust, da unmittelbar ein Secondary der neue Primary wird. Für ein einfacheres Handling und um Ressourcen zu schonen, wurde das Replica-Set als Container innerhalb der Container-Software Docker realisiert. Sowohl die Verwendung der Replica-Sets als auch die Verwendung von Docker in diesem Kontext konnten im Betrieb erfolgreich verifiziert werden. Ein etwaiges Problem wie etwa ein Hardwaredefekt des Datenbank-Servers (Primary) führt bei einer physischen Verteilung der Replica-Sets zu keinem Datenausfall.

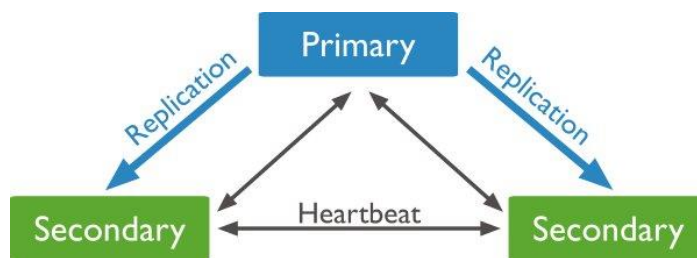


Abbildung 53 Datenbank Infrastruktur Aufbau, Quelle https://docs.mongodb.com/manual/_images/replica-set-primary-with-two-secondaries.bakedsvg.svg

Zudem wurde das IWES.vpp dahingehend erweitert, so dass die Anwendung auch ohne Datenbank temporär keinen Datenverlust erleidet und die Daten so lange gepuffert werden können bis die entsprechend konfigurierten Caches und Queues an ihre Grenze geraten. Die Konfiguration ergibt sich aus dem zur Verfügung stehenden Arbeitsspeicher der Software, der maßgeblich für die Menge der flüchtigen Daten ist.

4.4.3 Standardisierte Datenmodellierung der probabilistischen Prognosen

Als Entscheidungsgrundlage für die Angebotserstellung der Regelleistung wurden probabilistische Leistungsprognosen in das IWES.vpp integriert. Zum Zeitpunkt der Arbeiten gab es im relevanten Standardisierungskontext CIM (IEC 61970, IEC 61968, IEC 62325, IEC 61850) keine adäquate Datenstruktur für die Abbildung probabilistischer Prognosen. In Abstimmung und Zusammenarbeit mit dem Projekt EWeLINE entstand eine Erweiterung des IEC 61970, die unter Berücksichtigung der

allgemeinen Richtlinien und Best-Practices für die Erweiterung des CIM Standards realisiert wurde.

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

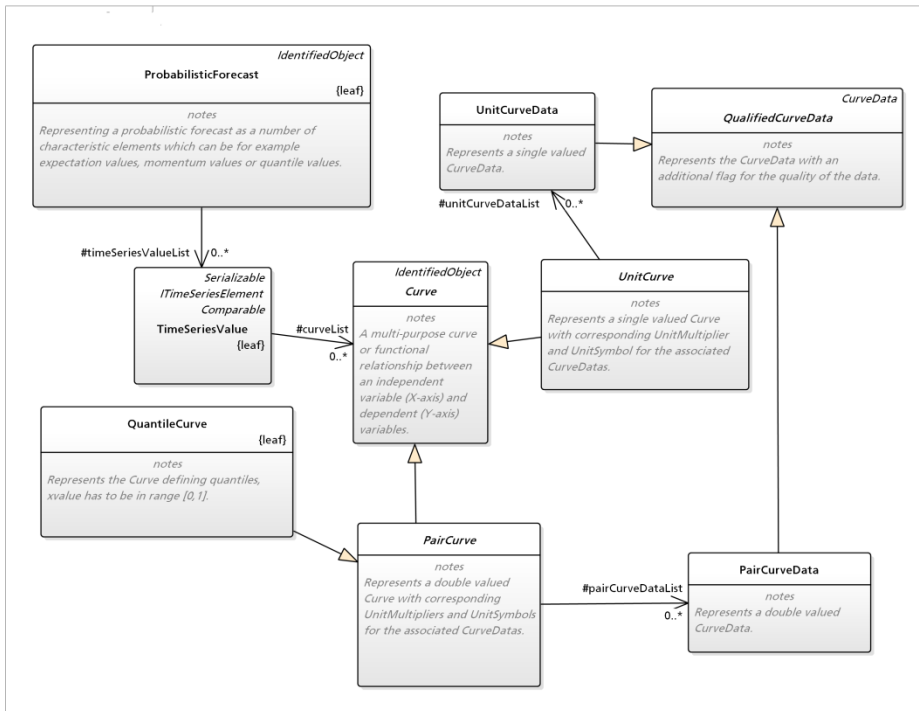


Abbildung 54 CIM Model ProbabilisticForecast

Im IEC 61970 CIM Standard gibt es bereits Entitäten wie Curve und CurveData, die Abbildungen bis zu einem 3-dimensionalen Bild ermöglichen. Hier gab es eine Erweiterung, i.e. UnitCurve und PairCurve, die der Representation von Quantilen oder Erwartungswerten gerecht werden kann. Unter der Zusammenfassung des Modells ProbabilisticForecast wird über eine Referenz zu der Entität GeneratingUnit das gesamte Modell im IEC-Standard 61970 eingebettet.

4.4.4 Umsetzung in der Angebotsstrategien

Darüber hinaus wurde die Energiemanagement-Komponente des IWES.vpp dahingehend erweitert, dass auch probabilistische Einflussgrößen in der Einsatzoptimierung berücksichtigt werden können. Für die Integration der probabilistischen Leistungsprognosen in das IWES.vpp wurden entsprechende Schnittstellen definiert und implementiert. Die Prognosen wurden auf Basis des Modells ProbabilisticForecast via ftp dem IWES.vpp zyklisch bereitgestellt. Alle Daten können via REST über das Backend des IWES.vpp abgefragt werden. Die REST-Schnittstelle wurde hierzu erweitert und auf die neuen Anforderungen angepasst. Eine Erweiterung in der Frontendkomponente des IWES.vpp ermöglicht es, die Quantile der Prognosen zu visualisieren und als Entscheidungsgrundlagen zu berücksichtigen.

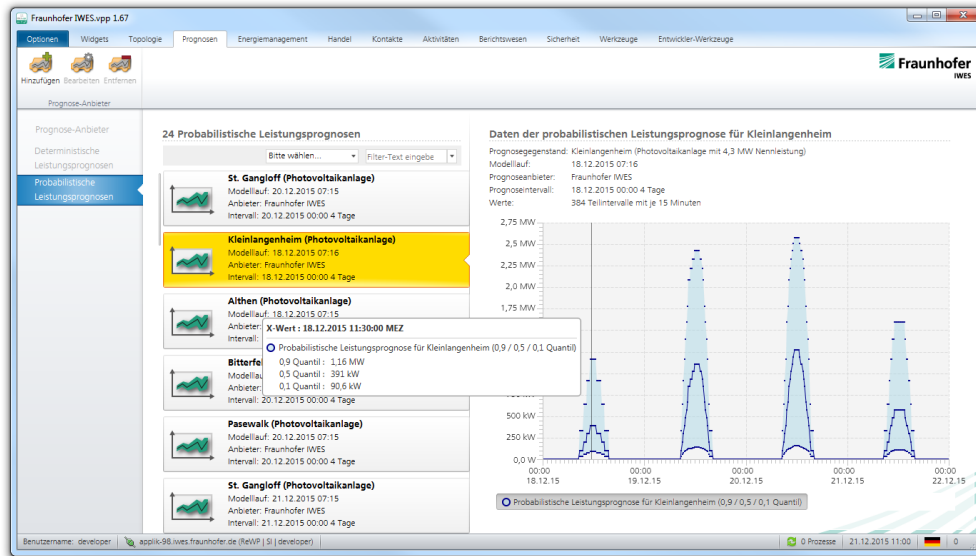


Abbildung 55 Probabilistische Prognosen im IWES.vpp

4.5 Schlussfolgerung und Ausblick

- Die installierte Infrastruktur mit Replica-Sets und verteilten Datenbanken erhöht die Datenausfallsicherheit. Generell ist eine resiliente Implementierung im Hinblick auf Datenausfall förderlich und sollte als selbstverständlich betrachtet werden.
- Um ein verlässliches Regelleistungsangebot zu erstellen, ist es wichtig Eisman auf geeignete Weise zu berücksichtigen. Zum einen muss ein anliegendes Eisman-Signal bei den Anlagen korrekt in ihren SCADA-Systemen abgebildet werden, zum anderen muss solch eine Abregelung auch korrekt in der mE berücksichtigt werden. Darüber hinaus wäre eine Eisman-Prognose hilfreich, um die Zuverlässigkeit eines Angebots noch weiter zu erhöhen.
- Die Erweiterung des CIM-Modells mit probabilistischen Prognosen, i.e. ProbabilisticForecast, muss in die entsprechenden Arbeitsgruppen (u.a. IEC TC 57 WG14) gespiegelt und diskutiert werden.
- Der dezentralisierte Ansatz mit der Steuersignalverarbeitung zwischen den TEs und dem VPP führt zu einer exakteren und agileren Verarbeitung. Dieser Effekt wird dadurch positiv bedingt, da auch nur schnellere Kommunikationstechnik in den Feldtests zum Einsatz kam.
- Für eine erfolgreiche Regelleistungsbereitstellung ist eine stabile Kommunikationsverbindung zwischen den TEs und dem VPP obligatorisch, eine permanente Überwachung ist notwendig, um auch nur kurze Instabilitäten zu identifizieren und darauf reagieren zu können.
- Maßgeblich für eine zuverlässige und damit erfolgreiche Regelleistungsbereitstellung durch ein VPP ist die exakte und schnelle Sollwert-Umsetzung seitens der TE durch die entsprechende SCADA-Software. Hierbei spielt die korrekte Berechnung der mE eine wesentliche Rolle. Die beteiligten Partner konnten hier in der Projektzeit Erfolge verzeichnen und die Berechnung der möglichen Einspeisung wird von den Herstellern ständig optimiert.

Weitere Ergebnisse, die sich vor allem auf Basis der gesammelten Informationen aus den Feldtests ergeben haben, können dem folgenden Kapitel entnommen werden.

4.6 Literatur

AP 3 - Entwicklung von IKT-Lösungen für die Bereitstellung von Regelleistung durch Virtuelle Kraftwerke mit Wind- und Photovoltaikparks und steuerbaren Anlagen

[IWES2014] Projektabschlussbericht Regelenergie durch Windkraftanlagen, Fraunhofer IWES (Hrsg.), 2014

[ÜNB2016] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2016

.....
AP 3 - Entwicklung von IKT-
Lösungen für die Bereitstellung
von Regelleistung durch Virtuelle
Kraftwerke mit Wind- und
Photovoltaikparks und
steuerbaren Anlagen
.....

5 Feldtests

Ziel dieses Kapitel ist es, einen Überblick über die Motivation und den organisatorischen und technischen Ablauf der Feldtests zu geben und deren Ergebnisse zu beschreiben.

5.1 Motivation

Die Feldtests sollten zeigen, dass PV- und Windkraftanlagen im Pool zur Erbringung von Sekundärregelleistung geeignet sind. Die Feldtest sind daher an die Präqualifikationsbedingungen für Sekundärregelleistung laut TransmissionCode 2007 [bdew2007] angelehnt und sollen gleichzeitig eine Beurteilung des Schätzwertes der möglichen Einspeisung erlauben (zur Bedeutung des möglichen Einspeisungswertes für die Erbringung von Regelleistung durch fluktuierende Erzeuger siehe auch: „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase [ÜNB2016]). Im Gegensatz zu realen Präqualifikationstests wurde auf Sicherheitsabschläge zum Zweck der Begegnung von Untererfüllungen bewusst verzichtet. Ziel der Tests war es, technisch mögliche Grenzen der Regelung von technischen Einheiten und Pools aus fluktuierenden Erzeugern zu zeigen.

5.2 Organisation der Feldtests

Die Feldtests fanden in dem Zeitraum vom 14.11.2016 bis 31.5.2017 statt. Für die Feldtests wurden Windkraftanlagen von den Projektpartnern ENERCON GmbH sowie ausgewählten Kunden, in.power GmbH und Energiequelle GmbH zur Verfügung gestellt. Der Projektpartner ENERPARC AG stellte Photovoltaikanlagen bereit. Involviert waren weiterhin verschiedene Direktvermarkter, Anlagenbetreiber und die Betriebsführungen, soweit sie nicht identisch mit den genannten Projektpartnern waren.

Für die konkrete Organisation der Feldtests wurde unter den Projektpartnern folgender Modus vereinbart:

- Das IWES schlug auf Grundlage der probabilistischen Prognosen einen Termin innerhalb der folgenden 1-3 Tage vor.
- Bei Einverständnis der Projektpartner wurde der Termin gegebenenfalls mit den weiteren Beteiligten kommuniziert.
- Kurz vor Feldtestbeginn wurde an alle Beteiligten noch mal der genaue Zeitpunkt des Feldtestbeginns und die zu erwartenden Einbußen bei der eingespeisten Energiemenge kommuniziert. Bei unerwarteten Witterungsbedingungen bzw. bei technischen Problemen wurde entsprechend die Absage des Feldtest mitgeteilt.
- Nach der Durchführung des Feldtests durch das IWES, wurden die Beteiligten über dessen Beendigung, die tatsächlich rechnerisch abgeregelte Energiemenge und erste Ergebnisse informiert.

Aufgrund unerwarteter Wetterlagen oder auf Anfrage von Projektpartnern wurden einige Feldtests auch kurzfristig durchgeführt.

Dank des Engagements aller Beteiligten war eine Durchführung der Feldtests aus organisatorischer Sicht zu den geplanten und auch zu den kurzfristigen Terminen in allen Fällen möglich.

5.3 Teilnehmende Anlagen

Für die Feldtests standen Windparks mit einer Gesamtnennleistung von knapp 200 MW zur Verfügung. Seitens PV nahmen ca. 20 MW aus einem Pool von Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von 80 MW teil.

Tabelle 10 Windparks, die an den Feldtests teilnehmen

Nr.	Name	Teilnahme am Test	Testcluster	Anzahl Anlagen	Nennleistung [kW]
1	Faas (Simmern)	X	X	18	47.200
2	Bidingen (Höhemberg)	z. Besich		2	6.110
3	Alpirsbach	z. Besich		1	2.300
4	Flögeln	z. Besich		6	18.450
5	Schinne	X		29	60.900
6	Kassieck	X	X	23	52.900
7	Bischberg	z. Besich		1	2.300
8	Lausitzring	X		1	7.700
9	Landkern	X	X	4	8.260
10	Lange Heide	X	X	5	11.850
11	Züsedom	z. Besich		12	26.305
				Summe	188.810,00

Tabelle 11 Photovoltaikparks, die an den Feldtests teilnehmen

Nr.	Name	Testcluster	Nennleistung [kW]	[°] geogr. Breite Latitude (x)	[°] geogr. Länge Longitude (y)
1	Bitterfeld	x	8.378	12,316500	51,609700
2	Gnölbzig	x	3.310	11,719805	51,672263
3	Hörselberg-Hainich	x	4.490	10,490000	51,020000
4	Kleinlangheim	x	4.301	10,874400	48,222800
5	Liebersee	x	3.234	13,160000	51,460000
6	Nemsdorf	x	9.954	11,670000	51,360000
7	Oberröblingen	x	8.898	11,310000	51,430000
8	Pasewalk	x	4.874	14,025800	53,505800
9	Pölzig	x	5.020	12,200000	50,950000
10	St. Gangloff	x	1.656	11,901700	50,860400
11	Vahldorf01	x	5.300	11,500000	52,250000
12	Weferlingen	x	4.541	11,050000	52,300000
13	Weira01	x	3.817	11,720000	50,680000
14	Witzleshofen	x	4.541	11,720000	50,110000
15	Ermlitz	x	7.900	12,170000	51,390000
		Summe	80.214		

5.4 Randbedingungen und Ablauf der Feldtests

In dem Projekt wurden von den Projektpartnern insgesamt 11 Windparks, mit einer Gesamtnennleistung von rund 190MW, und 15 PV-Parks mit einer Gesamtnennleistung von rund 80MW, zur Verfügung gestellt.

Die Feldtests wurden in 2-Teilbereiche aufgeteilt. Im ersten Teil wurden Tests mit einzelnen TE = technischen Einheiten (PV-/Windparks) durchgeführt, um deren prinzipielle Eignung hinsichtlich der Erbringung von Regelleistung zu bestimmen und um weitergehende Analysen hinsichtlich der zentral wichtigen Zeitreihe der möglichen Einspeisung (mE) während einer Leistungs-Einsenkung zu ermöglichen.

Im zweiten Teil wurden mehrere technischen Einheiten zu Clustern zusammengefasst. Das Abrufsignal (siehe Abbildung 56) wurde dem Cluster zugeordnet. Eine Berechnung und Aufteilung des Abrufsignals auf die einzelnen technischen Einheiten anhand ihrer Grenzkosten und der momentan verfügbaren Leistung wurde innerhalb des iwes.VPPs automatisch durchgeführt.

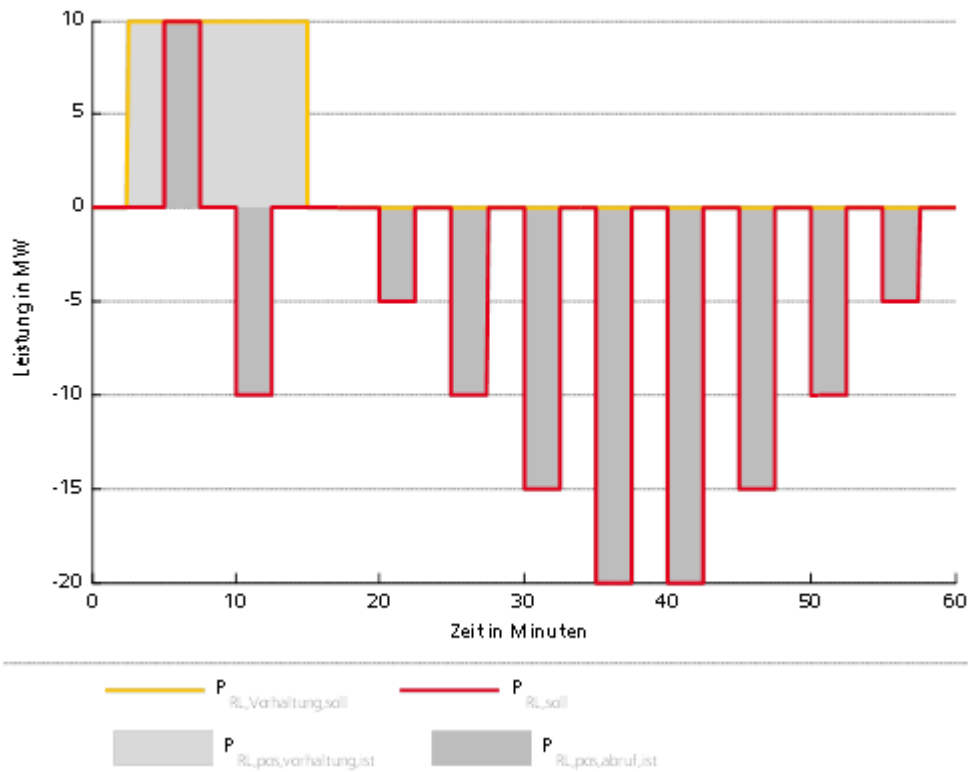


Abbildung 56: RL-Abrufsignal mit einer max Amplitude von |20| MW

Abbildung 56 zeigt das für alle Feldtests gültige Abrufsignal der Regelleistung als Fahrplan. Der Test erstreckt sich dabei jeweils über eine Stunde. Die maximale Abrufamplitude, in diesem Fall |20| MW, wurde für die jeweiligen Tests individuell konfiguriert.

Der Abruf wurde dabei in 2 Abschnitte aufgeteilt. Der Signalverlauf des ersten Abschnitts wurde in Anlehnung des Abrufsignals einer SRL-Präqualifizierung gewählt. Im Zeitraum 2,5 Minuten nach Beginn bis zur Minute 15 wurde eine positive Regelleistungsvorhaltung von 50% der Maximalamplitude beaufschlagt (gelbe Linie). Die Einspeiseleistung wurde in diesem Zeitraum also um 10 MW eingesenkt. Innerhalb

dieses Zeitraums wurde für jeweils 2,5 Minuten eine positive und negative Regelleistung mit jeweils 50% der Maximalamplitude abgerufen (rote Linie).

Im zweiten Abschnitt ist die positive Regelleistungsvorhaltung aufgehoben und es wurde in Stufen (25 %, 50 %, 75 %, 100 % der Maximalamplitude) negative Regelleistung abgerufen. Der zweite Abschnitt dient vorrangig der Auswertung und Analyse der möglichen Einspeisung (mE-Zeitreihe).

5.5 Feldtest Auswertung

In diesem Unterkapitel werden einige Feldtestauswertungen ausschnittsweise vorgestellt und erläutert. Die komplette Dokumentation aller Feldtests findet sich im Anhang. Insgesamt wurden 23 Feldtests angesetzt.

Zuerst werden hier Ergebnisse vorgestellt, die den Erwartungen eines positiven Feldtests entsprechen. Anschließend einige Ergebnisse, bei denen Auffälligkeiten zu beobachten waren.

9 Tests wurden aufgrund meteorologischen Bedingungen oder technischer Probleme vorzeitig abgebrochen.

5.5.1 Einzelfeldtest PV-Park

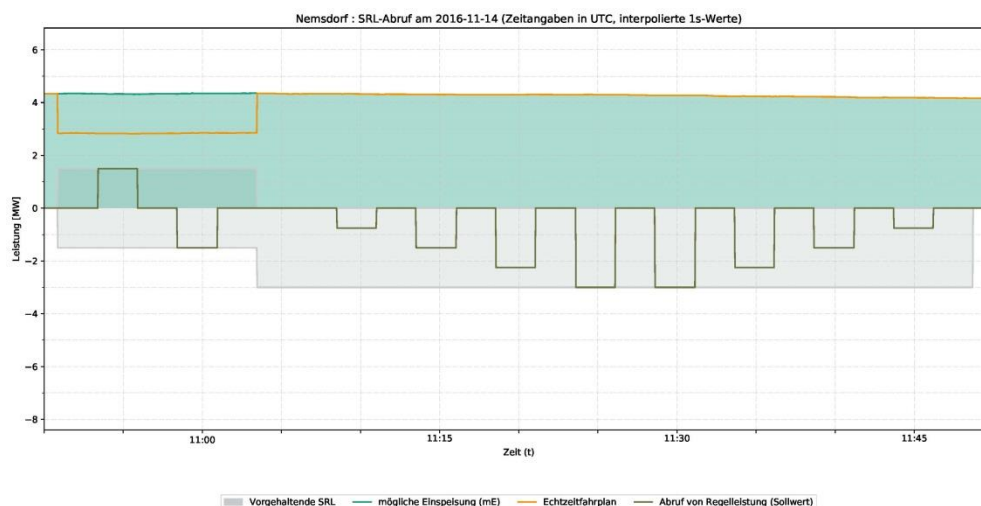


Abbildung 57: Ausgangssituation Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf

Abbildung 57 zeigt den Verlauf der möglichen Einspeisung (türkis) mit ca. 4,3 MW. Aufgrund guter meteorologischen Bedingungen ist diese in der Zeit der Tests nahezu konstant. Die Maximale Abrufamplitude beträgt |3| MW. Daraus ergibt sich der in orange dargestellte Echtzeitfahrplan (allgemein auch als Arbeitspunkt bezeichnet). Im Abschnitt 1, die ersten 15 Minuten des Feldtests, ist die positive Regelleistungsvorhaltung zu erkennen. Im folgenden zweiten Abschnitt, bei rein negativer Regelleistungsvorhaltung, entspricht der Echtzeitfahrplan dem mE Signal. Das Abrufsignal entspricht dem Testfahrplan (siehe auch Abbildung 54) und ist dunkelgrün dargestellt.

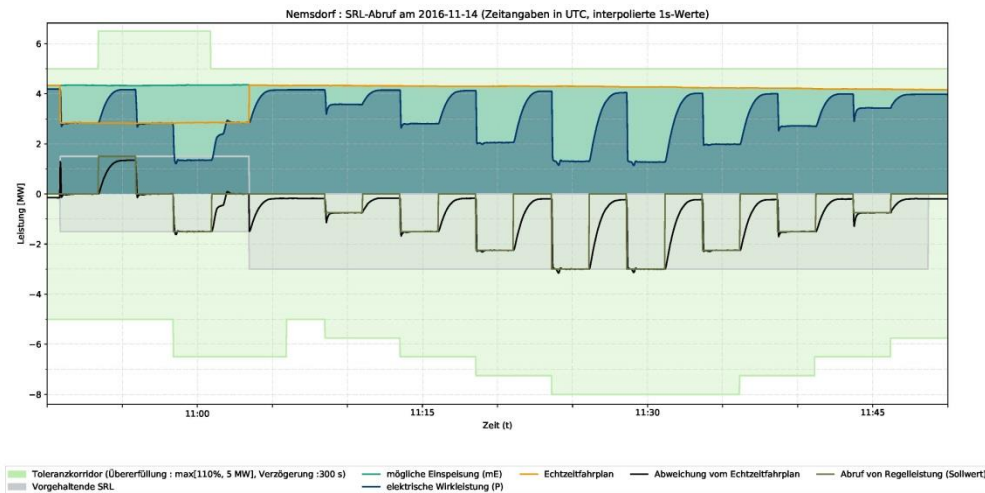


Abbildung 58: Leistungsverlauf Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf

Abbildung 58 zeigt die Reaktion des PV-Parks Nemsdorf auf die angeforderte Regelleistung bzw. Regelleistungsvorhaltung. Der tatsächliche Verlauf der Wirkleistungserbringung des Parks ist blau dargestellt. Die dabei erbrachte Regelleistung entspricht dem schwarzen Zeitreihenverlauf als Abweichung vom Echtzeitfahrplan/Arbeitspunkt. Die kurzzeitigen Abweichungen (Peaks) am Anfang und Ende der positiven Regelleistungsvorhaltung, hier um ca. 10:52 und ca. 11:03, ergeben sich zwangsläufig durch die Bereitstellung bzw. Aufhebung der positiven Regelleistungsvorhaltung und der damit einhergehenden unmittelbaren Änderung des Echtzeitfahrplans. Die Anlagen können dieser Änderung nur leicht zeitverzögert folgen, was in den Auswertungsgrafiken zu den kurzzeitigen Peaks in der Zeitreihe der erbrachten Regelleistung führt. Diese Abweichung ist systembedingt und trat demzufolge bei allen Feldtests, unabhängig ob Wind- oder PV-Anlage, auf. Gut erkennbar bei dieser Auswertung des PV-Parks Nemsdorf ist, dass die (technisch bedingte) Trägheit der Regelungsgeschwindigkeit im Fall der Fortnahme der Leistungsreduktion im Fall einer stärker fluktuierenden Einspeisung an ihre Grenzen stoßen würde. Um im Aktivierungsfall durch den ÜNB sicher Regelleistung erbringen zu können empfiehlt es sich diesen Effekt – sofern er aus technischen Gründen weiterhin auftritt - entsprechend zu berücksichtigen und einen geeigneten Abstand zu $P=0$ während der Aktivierung zu wählen bzw. in der Angebotserstellung zu berücksichtigen.

Der hellgrüne Bereich markiert die in den Rahmenverträgen niedergelegte kurzfristige zulässige Übererfüllung bei der Sekundär-Regelleistungserbringung von 10% bzw. in jedem Fall um 5 MW.

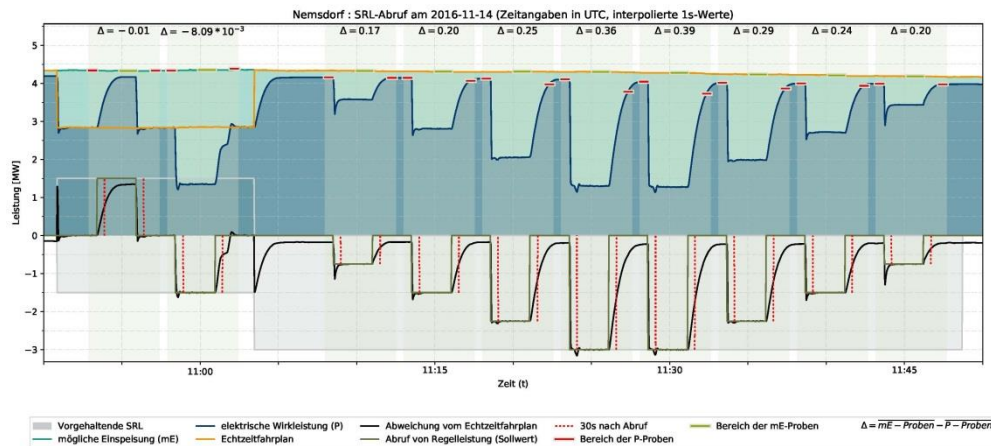


Abbildung 59: Auswertung Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf

In Abbildung 59 sind zusätzlich zu den in Abbildung 58 dargestellten Zeitreihen, die Abweichungen Delta (Δ) der möglichen Einspeisung (mE) während eines Regelleistungsabrufs aufgetragen. Grün markiert ist der Bereiche der verwendeten mE-Messwerte zur Δ -Berechnung. Dunkelrot markiert ist der Bereiche der verwendeten Messwerte der Wirkleistungseinspeisung P ($\Delta = \overline{mE_{Proben}} - \overline{P_{Proben1} + P_{Proben2}}$). Die rot gestrichelten vertikalen Markierungen kennzeichnen den 30s - Zeitpunkt, zu dem laut Präqualifikationsbedingungen für Sekundärregelung laut Transmission-Code 2007 – Anhang D2 Teil 2 eine Reaktion auf das Abrufsignal spätestens messbar sein muss.

Man kann feststellen, dass die Reaktion auf eine angeforderte Einsenkung ohne erkennbare Zeitverzögerung erfolgt. Nach einem kurzen Überschwingen wird der angeforderte Wert sehr gut getroffen. Bei der Anhebung, beziehungsweise Aufhebung der Einsenkung zeigt sich hingegen ein deutlich gedämpfter Wirkleistungsverlauf. Eine Änderung ist aber in beiden Fällen nach 30 Sekunden deutlich zu identifizieren. Durch den gedämpften Wirkleistungsverlauf wird die Auswertung zur Güte der möglichen Einspeisung mE allerdings verfälscht, weil sich ein Teil der P-Proben in Bereichen der noch nicht abgeschlossenen Wirkleistungsanstiege befindet. Betrachtet man die offensichtlich am wenigsten verfälschten Auswertungen zum Zeitpunkt 11:10 und 11:45, liegt eine leichte, systematische Überschätzung vor. Positiv zu beurteilen ist, dass ein Regelleistungsabruf beziehungsweise die Einsenkung der Wirkleistung offensichtlich keinen Einfluss auf den berechneten mE-Wert hat.

5.5.2 Einzelfeldtest Wind-Park

Die in den folgenden Abbildungen dargestellten Zeitreihen entsprechen denen aus 5.5.1. Die Beschreibung der Abbildungen ist daher hier entsprechend kürzer gehalten.

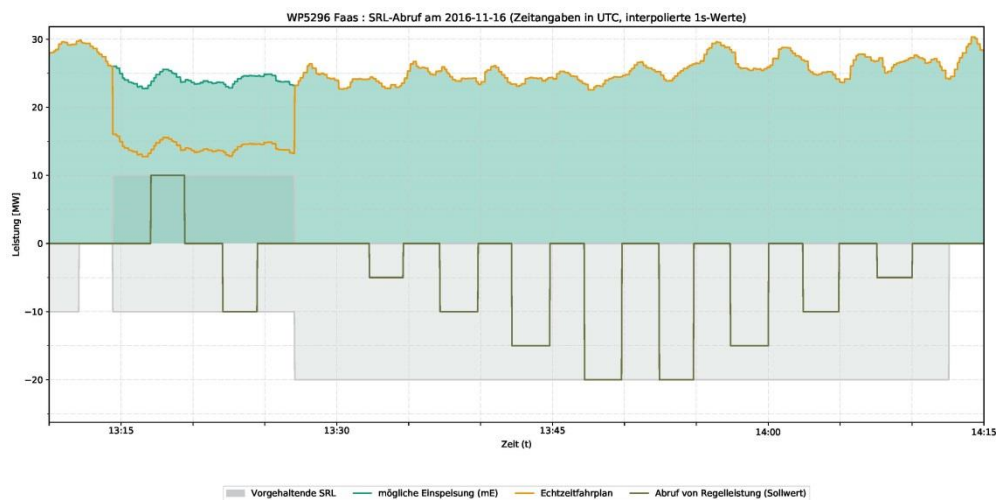


Abbildung 60: Ausgangssituation Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas

Abbildung 60 zeigt den Verlauf der möglichen Einspeisung (türkis) mit ca. 25 MW. Die Maximale Abrufamplitude beträgt |20| MW. Orange dargestellte ist der Echtzeitfahrplan/Arbeitspunkt. Das Abrufsignal ist dunkelgrün dargestellt.

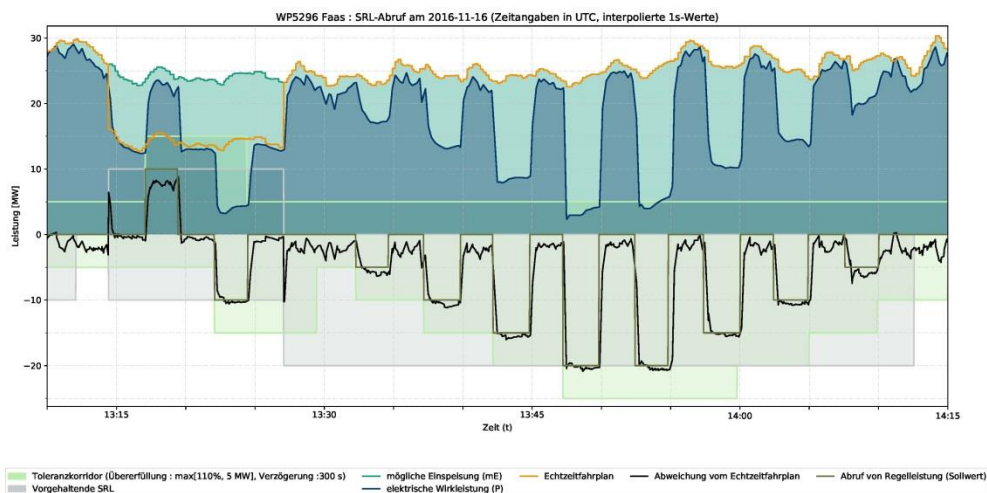


Abbildung 61: Leistungsverlauf Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas

Abbildung 61 zeigt die Reaktion des Wind-Parks Faas. Der tatsächliche Verlauf der Wirkleistungserbringung des Parks ist blau dargestellt. Die dabei erbrachte Regelleistung entspricht der in schwarz dargestellten Zeitreihe. Auch hier sind die, schon in 5.5.1 zu Abbildung 58 beschriebenen, systembedingten Peaks am Anfang und Ende der positiven-Regelleistungsbereitstellung zu erkennen. Auch hier folgte die Anlagen der Änderung des Echtzeitfahrplans bzw. des Arbeitspunktes sehr schnell. Hellgrün ist der Bereich der zulässigen Übererfüllung dargestellt.

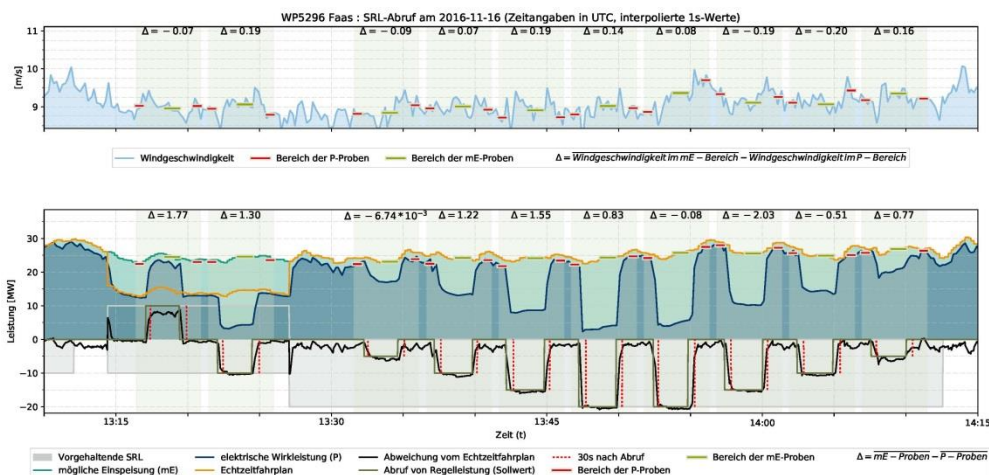


Abbildung 62: Auswertung Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas

Abbildung 62 zeigt, wie Abbildung 59, zusätzlich die Abweichungen Δ der möglichen Einspeisung mE, zur tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung P und die rot gestrichelten 30 Sekunden Markierungen. Im Unterschied zur Abbildung 59 ist, bei der Auswertung von Windparks, oben noch zusätzlich die während des Testzeitraums vorherrschende Windgeschwindigkeit des entsprechenden Windparks dargestellt.

Die Überschätzung der möglichen Einspeisung gegenüber der eingespeisten Leistung ergibt sich durch Verluste innerhalb des Windparks, die in der verwendeten Softwareversion nicht berücksichtigt wurden. Dieser Effekt wurde von der Entwicklung aufgenommen und wird in neuen Softwareversionen berücksichtigt.

Die Regelung der Windparks ließ, aus Sicherheitsgründen, eine Änderung des Delta-Sollwertes nur alle 10 Sekunden zu. Trotzdem ist die Reaktion des Parks schnell genug um in allen Fällen eine deutliche, meistens schon die vollständige, Änderung der Einspeiseleistung, zum Zeitpunkt der 30 Sekunden Markierungen, erkennen zu lassen.

Auffällig ist noch, dass die Reaktion beziehungsweise der Gradient der Änderung umso größer ist, je größer die Amplitudenänderung ist.

5.5.3 Sondersituation Abregelung auf Null

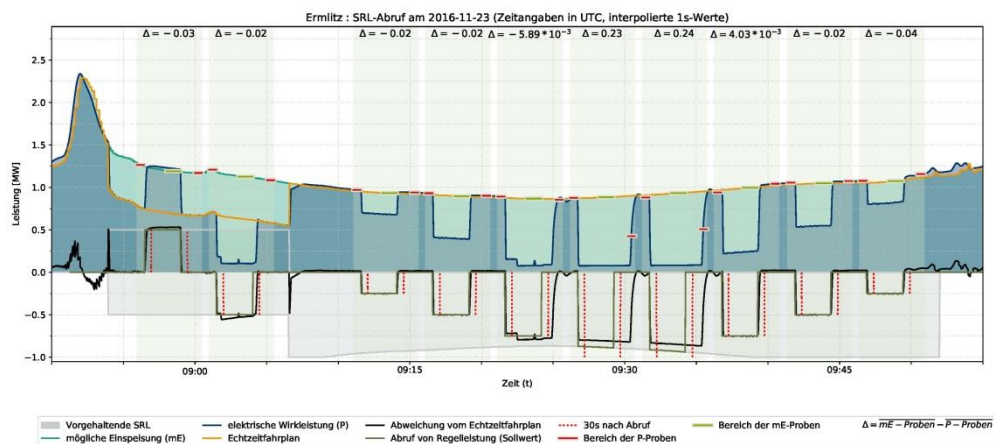


Abbildung 63 Einzel-Feldtest 23.11.2016 PV-Park Ermlitz

Abbildung 63 zeigt einen Feldtest mit dem PV-Park Ermlitz bei dem es kurz nach Feldtestbeginn zu einem unerwarteten Einbruch der Einspeiseleistung kam. Die volle Regeleleistungsamplitude von 1|1MW konnte in dem Zeitraum von ca. 9:20 bis 9:35 nicht abgerufen werden. Zu beobachten ist, dass die Aufhebung der Einsenkung, anders als zum Beispiel in Abbildung 59 zu sehen, nicht unverzüglich umgesetzt wurde. Der PV-Park wird bei zu geringer Einspeisung anscheinend abgeschaltet und braucht zum wieder Anfahren länger als die Angestrebten 30 Sekunden.

Anmerkung: Für alle technischen Einheiten wurde eine technische Untergrenze definiert, unter die eine TE im Normalfall nicht abgeregelt wurde. Wenn es aber keine Ausweichmöglichkeit auf andere TE gibt, wird der Erfüllung der Regelleistung der Vorrang gegeben. Das bedeutet, die technische Untergrenze, die ein Anlagenverhalten wie oben gezeigt, verhindern soll, wird überschritten um die geforderte Regelleistung erfüllen zu können.

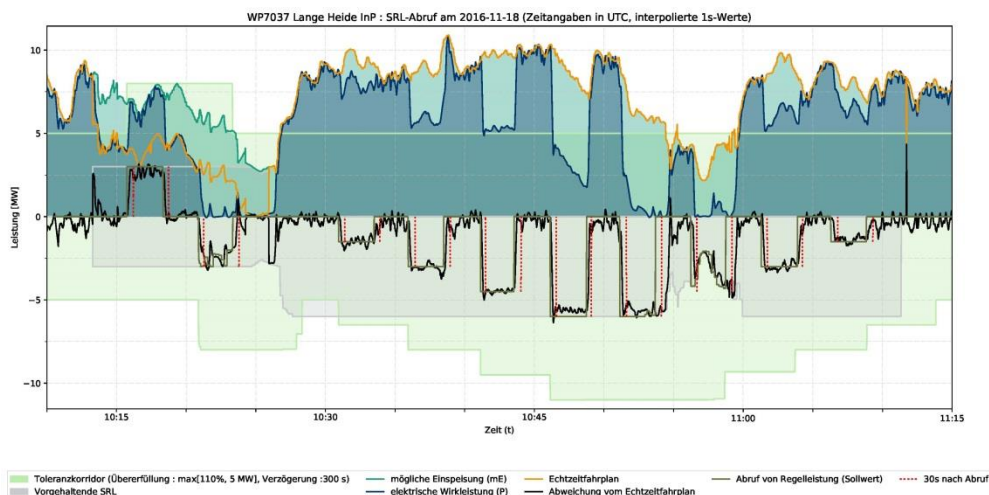


Abbildung 64: Einzel-Feldtest 18.11.2016 Wind-Park Lange-Heide

Abbildung 64 zeigt ein ähnliches Verhalten bei dem Windpark Lange-Heide im Zeitraum von ca. 10:20 bis 10:28 und von ca. 10:50 bis 11:00. Die Einspeiseleistung reicht für die Regelleistungserbringung nicht aus, der Windpark wurde auf null abgeregelt.

Auch bei Windparks lässt sich der Effekt beobachten, dass ein Park der komplett aus der Leistungserbringung genommen wurde, länger als die zulässigen 30 Sekunden benötigt um eine deutliche Reaktion auf eine geforderte Leistungsänderung zu zeigen. Diesem Umstand ist mit der Einführung von Minimalwerten für die Einspeisung zu begegnen. Diese Funktionalität wird vom Hersteller aufgegriffen und in die Parksteuerung integriert.

5.5.4 Sondersituation Ausfall des mE-Signals

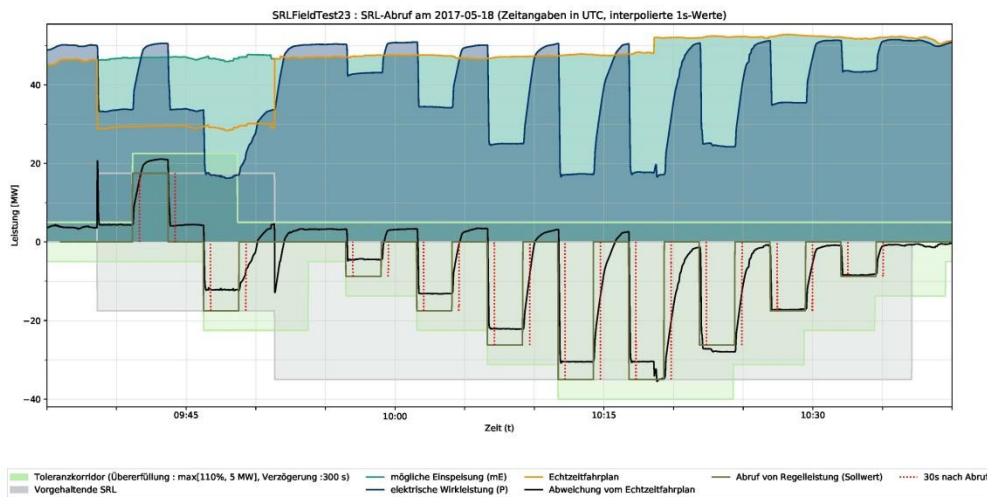


Abbildung 65: Clusterfeldtest 18.05.2017 mit 12 PV-Parks

Abbildung 65 zeigt die Auswertung eines Clusterfeldtest mit 12 PV-Parks. Auffällig war bei diesem Test die deutliche Unterschätzung der möglichen Einspeisung, gegenüber der tatsächlichen Einspeisung, von ca. 4 MW, zu Beginn des Feldtest bis ca. 10:18. Darin begründet sich auch die deutliche Übererfüllung der positiven Regelleistungserbringung zum Zeitpunkt ca. 9:43 als auch die Untererfüllung der negativen Regelleistungserbringung bis 10:18. Analysen haben gezeigt, dass die Ursache ein fehlendes- bzw. falsches mE-Signal einer TE war (siehe Abbildung 66).

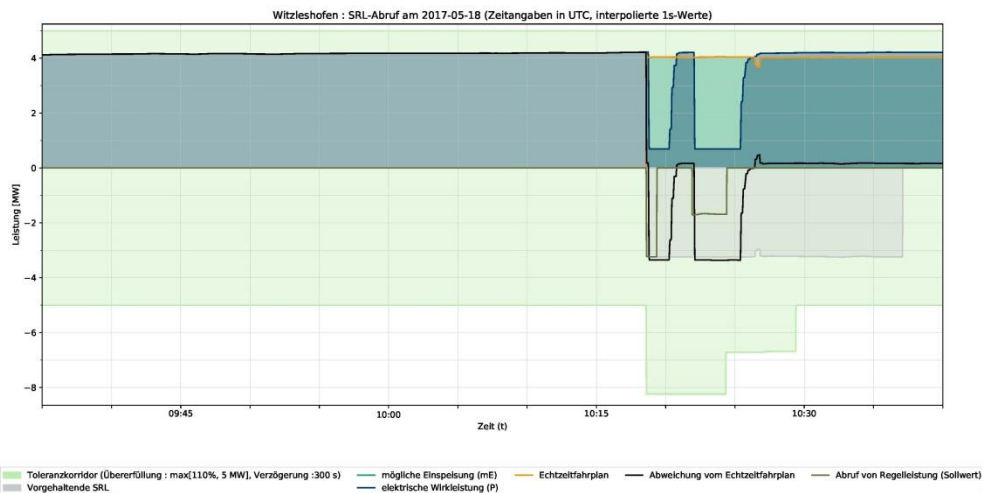


Abbildung 66: Clusterfeldtest 18.05.2017 PV-Park Witzleshofen

Abbildung 66 zeigt den Zeitreihenverlauf von Mess- und berechneten Werten des PV-Parks Witzleshofen, während des Clusterfeldtests am 18.05.2017. Man sieht, dass die Werte der mE und damit auch die des Echtzeitfahrplans bis 10:18 gleich null sind. Der Disaggregationsalgorithmus des iwes.VPP (Siehe Kapitel 4) bestimmt die Höhe der möglichen Einsenkung anhand der mE, demzufolge wurde bis zum Zeitpunkt 10:18 keine Regelleistung von dieser TE abgerufen. Da der PV-Park tatsächlich aber ca. 4 MW Wirkleistung einspeiste, führte dies zu einer Fahrplanabweichung von +4MW und damit zu der oben beschriebenen Über- bzw. Untererfüllung. Gut zu erkennen ist weiterhin, dass ab dem Zeitpunkt (ab 10:18), zu dem wieder korrekte mE-Werte vorlagen, der Disaggregationsalgorithmus diese TE unverzüglich wieder in die Regelleistungserbringung mit einbezogen hat. Weiterhin wurde von der Disaggregation die Regelleistungserbringung bei einem anderen PV-Park, mit geringeren Grenzkosten, zurückgenommen nachdem der PV-Park Witzleshofen wieder zur Verfügung stand (siehe Abbildung 67).

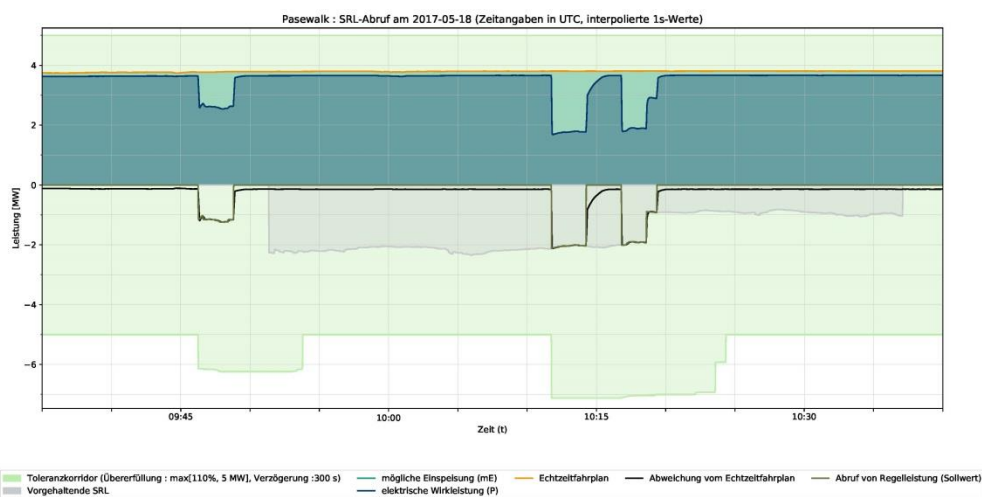


Abbildung 67: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Pasewalk

Abbildung 67 zeigt den Zeitreihenverlauf des PV-Parks Pasewalk, während des Clusterfeldtests am 18.05.2017. Dem Park wurden für den Feldtest geringe Grenzkosten zugewiesen. Daher wurde von diesem Park nur dann Regelleistung

abgerufen, wenn sie von technischen Einheiten mit höheren Grenzkosten nicht vollständig erbracht werden konnte.
 Gut zu erkennen ist die Rücknahme der Regelleistungserbringung zum Zeitpunkt 10:18, nachdem der PV-Park Witzleshofen wieder zur Verfügung stand.

5.6 Clusterfeldtest

Neben den Einzelfeldtests wurden zwei, so genannte, Clusterfeldtests mit einer Anzahl von Wind und/oder PV-Parks durchgeführt. Alle Parks waren dabei zu einer Einheit (einem Cluster) zusammengefasst. Wie schon beschrieben bezog sich das Feldtest-Abrufsignal dabei auf den Cluster. Der Disaggregationsalgorithmus sorgte anhand der zur Verfügung stehenden Wirkleistung und der Grenzkosten für die Aufteilung auf die einzelnen technischen Einheiten.

5.6.1 PV-Clusterfeldtest

Am Beispiel des Feldtests vom 18.05.2017 mit 12 PV-Parks kann man gut die Aufteilung anhand der unterschiedlichen Grenzkosten erkennen. Die Parks wurden dabei in drei Kategorien mit unterschiedlichen Grenzkosten je eingespeister kWh eingeteilt. Es wurden jeweils 4 PV-Parks einer Grenzkostenkategorie zugeordnet. Innerhalb einer Kostenkategorie wurde das Abrufsignal auf die enthaltenen Parks gleichmäßig aufgeteilt.
 Die Abbildung 68 bis Abbildung 70 zeigen beispielhaft jeweils einen Park aus einer Grenzkostenkategorie.

- Grenzkostenkategorie-1 höchste Grenzkosten, wurden bevorzugt abgerufen
- Grenzkostenkategorie-2 mittlere Grenzkosten
- Grenzkostenkategorie-3 geringste Grenzkosten, wurden als letztes abgerufen

Die Grenzkosten-Kategorien entsprechen damit einer internen, umgekehrten Merit-Order-List.

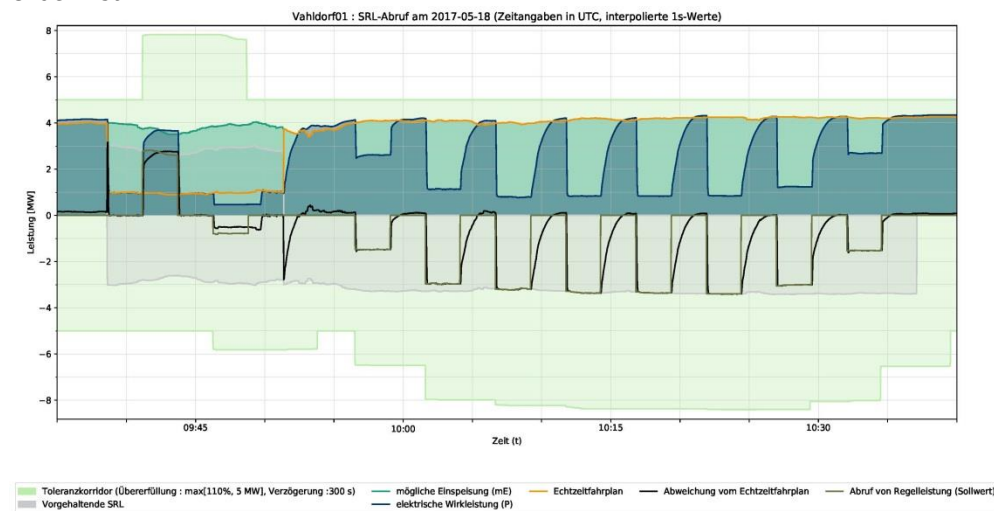


Abbildung 68: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Vahldorf, Kostenkategorie-1

Abbildung 68 zeigt den Verlauf des Regelleistungsabrufs am Beispiel des PV-Parks Vahldorf aus der Grenzkosten-Kategorie 1. Korrelierend zum Feldtest RL-Abrufsignal (siehe auch Abbildung 69) sieht man, dass der PV-Park Vahldorf an allen Leistungsreduzierungen beteiligt war. Das zur Verfügung stehende Leistungsband des

Parks wurde bei jedem Abruf komplett ausgeschöpft, außer bei den niedrigsten 25% Einsenkungen um ca. 9:56 und ca. 10:33, wo dies nicht notwendig war.

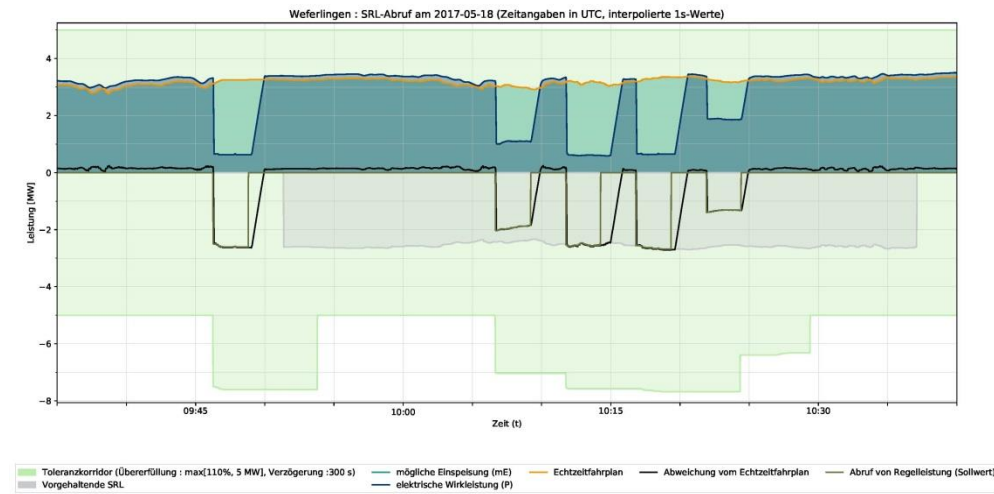


Abbildung 69: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Weferlingen, Kostenkategorie-2

Abbildung 69 zeigt den Verlauf des Regelleistungsabrufs am Beispiel des PV-Parks Weferlingen aus der Grenzkosten-Kategorie 2. Im Vergleich zu Abbildung 68 kann man erkennen, dass eine Leistungseinsenkung nur dann stattfindet, wenn die untere Leistungsgrenze des PV-Parks Weferlingen (bzw. der Anlagen der Grenzkostenkategorie-1) erreicht ist.

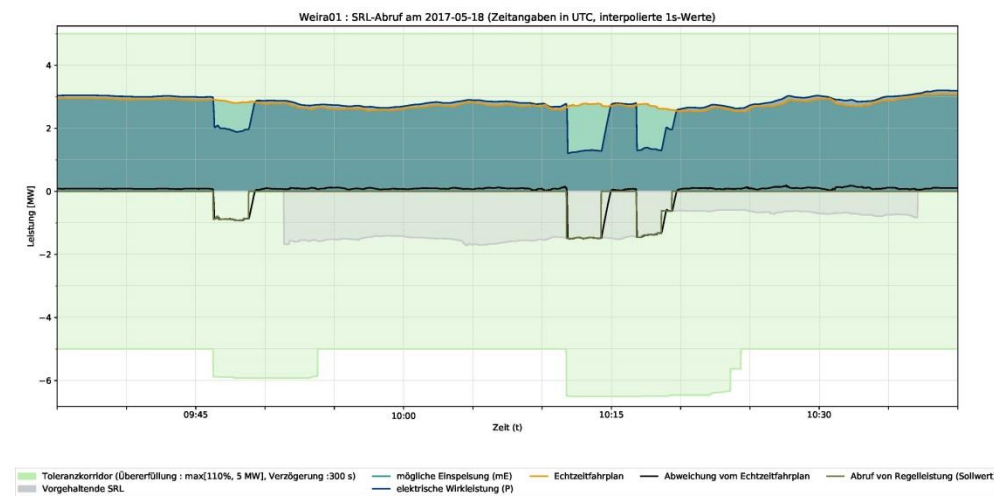


Abbildung 70: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Weira, Kostenkategorie-3

Abbildung 70 zeigt den Verlauf des Regelleistungsabrufs am Beispiel des PV-Parks Weira aus der Grenzkosten-Kategorie 3. Wie erwartet, fand eine Leistungseinsenkung bei Anlagen aus der Grenzkosten-Kategorie 3 nur dann statt, wenn auch das Leistungsband der Anlagen aus der Grenzkosten-Kategorie 2 nicht mehr ausgereicht hat. Zu der erkennbaren Stufe im Verlauf des Regelleistungssollwertes um ca. 10:18, siehe Kap. Sondersituation Ausfall des mE-Signals.

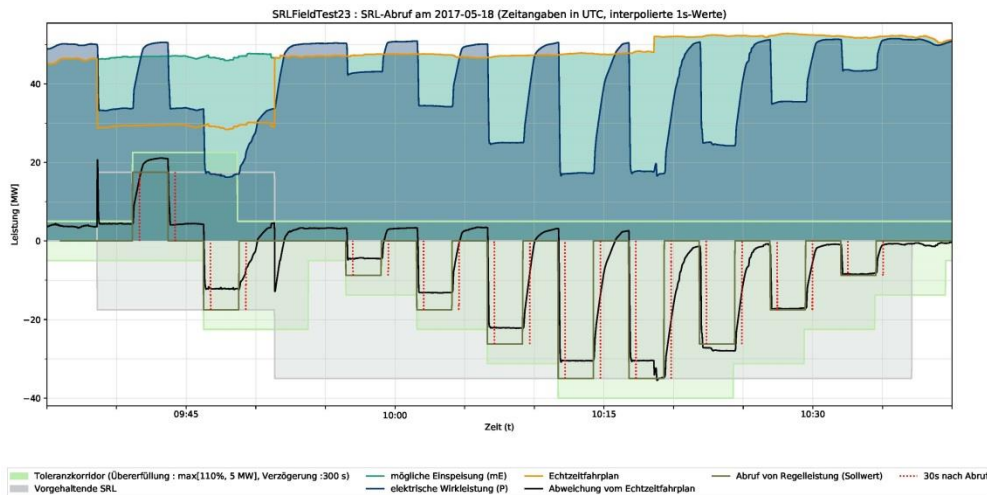


Abbildung 71: Clusterfeldtest 18.05.2017 mit 12 PV-Parks

Abbildung 71 zeigt das aggregierte Gesamtergebnis aller am Feldtest beteiligten PV-Anlagen auf Clusterebene. Die maximale Regelleistungsamplitude betrug $|35|$ MW. Insgesamt zeigt die Auswertung ein sehr zufriedenstellendes Ergebnis. Alle TE reagieren schnell und harmonisch auf das geforderte Regelleistungssignal und würden die Präqualifikationsbedingungen für SRL, zumindest ab dem Zeitpunkt ca. 10:18, erfüllen. Während die Übererfüllung bei der positiven Regelleistungserbringung zum Zeitpunkt ca. 9:43 noch im zulässigen Bereich liegt, wären allerdings die Untererfüllungen bis ca. 10:18, bei der negativen Regelleistungserbringung nicht zulässig. Zur Erläuterung dieses Clusterverhaltens siehe Kap. Sondersituation Ausfall des mE-Signals.

5.6.2 Wind und PV Clusterfeldtest

Während bei dem vorhergehenden PV-Clusterfeldtest die meteorologischen Bedingungen nahezu optimal waren, gab es bei diesem Clusterfeldtest mit Wind und PV erhebliche Herausforderung für das Gesamtsystem. Die Windverhältnisse und solaren Einstrahlungen waren regional und über den Testzeitraum sehr wechselhaft. Weiterhin standen leider nicht mehr alle, ursprünglich am IWES.vpp angebotenen Windparks, zur Verfügung.

Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke fand nach den gleichen Grenzkosten-Kategorien, wie schon in Kap. 5.6.1 beschrieben, statt und wird hier nicht weiter erläutert.

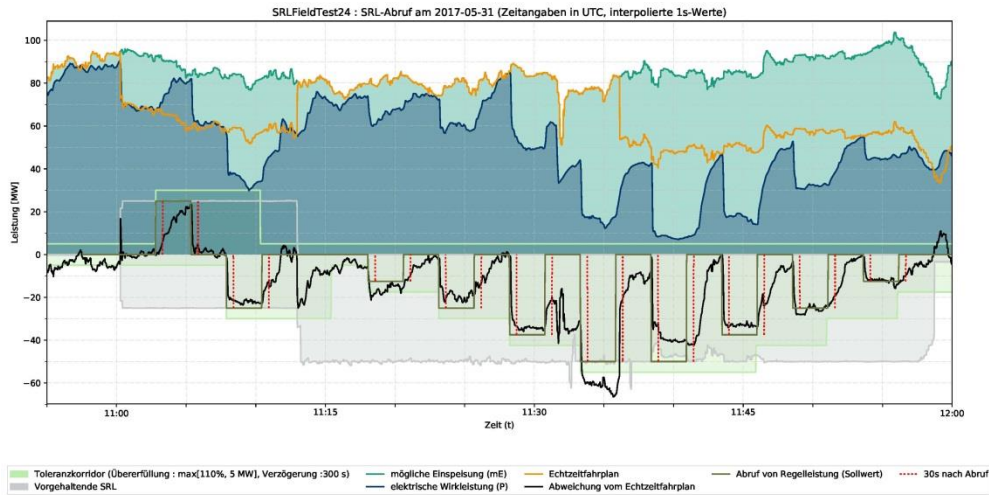


Abbildung 72: Clusterfeldtest 31.05.2017 mit 13 PV-Parks und 4 Windparks

Abbildung 72 zeigt das aggregierte Gesamtergebnis aller am Feldtest beteiligten PV und Windkraftanlagen auf Clusterebene. Die maximale Regelleistungsamplitude betrug |50| MW. Am auffälligsten ist der plötzliche Einbruch des Echtzeitfahrplans gegenüber der möglichen Einspeisung um ca. 11:36, ferner die deutliche Übererfüllung kurz vor RL-Abbruch (ca. 11:33) und die deutliche Untererfüllung kurz nach diesem Zeitpunkt (RL-Abbruch ca. 11:39). Der Grund dafür war eine übergeordnete Eisman Abregelung beim Windpark Kassieck, siehe Abbildung 73.

Im Folgenden werden ausgewählte Parks im Detail dargestellt und auf Besonderheiten hingewiesen. Aufgrund lokaler Windverhältnisse war der Anteil des Windparks Landkern gering, so dass auf eine Darstellung verzichtet wird. Seitens PV wird exemplarisch der Park Pölzig dargestellt. Die Diagramme der weiteren Ergebnisse befinden sich im Anhang.

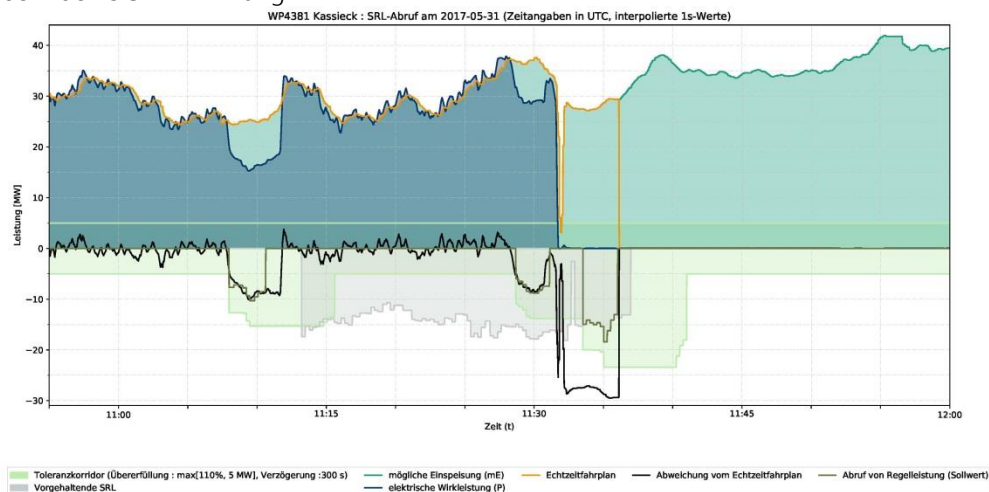


Abbildung 73: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Kassieck mit Eisman Abregelung

Abbildung 73 zeigt den Zeitreihenverlauf des Windparks Kassieck innerhalb des Clusterfeldtests vom 31.5.2017. Deutlich zu sehen ist der komplette Einbruch der Wirkleistung, und der kurzfristige Einbruch des Echtzeitfahrplans, um ca. 11:32. Wie sich zeigte handelte es sich dabei um eine Eisman Abregelung auf 0%. Dadurch stand dem Gesamtsystem das nennleistungstärkste Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung.

Noch nicht abschließend geklärt werden konnte der erneute Anstieg des

Echtzeitfahrplans nach diesem Zeitpunkt für ca. 5 Minuten bis ca 11:37. Als Folge davon kommt es in diesem Zeitraum zu einer negativen Abweichung vom Fahrplan, was vom VPP-System folgerichtig als negative Regelleistungserbringung von knapp 30 MW interpretiert wird. Die in Abbildung 72 zu erkennende Übererfüllung zum Zeitpunkt ca 11:33 beruht auf dieser, fehlerhaften Fahrplanabweichung. Die in Abbildung 72 zu erkennende Untererfüllung zum Zeitpunkt ca 11:39 entstand durch den Leistungswegfall des Windparks Kassieck nach der Eisman Abregelung. In den verbliebenen Kraftwerken stand zu diesem Zeitpunkt schlicht nicht mehr genügend Leistung zur Verfügung.

Neben der unvorhersehbaren Eisman Abregelung, wurde dieser Feldtest aber bewusst unter schwierigeren meteorologischen Bedingungen durchgeführt, um die Machbarkeit auch unter solchen Bedingungen zu untersuchen.

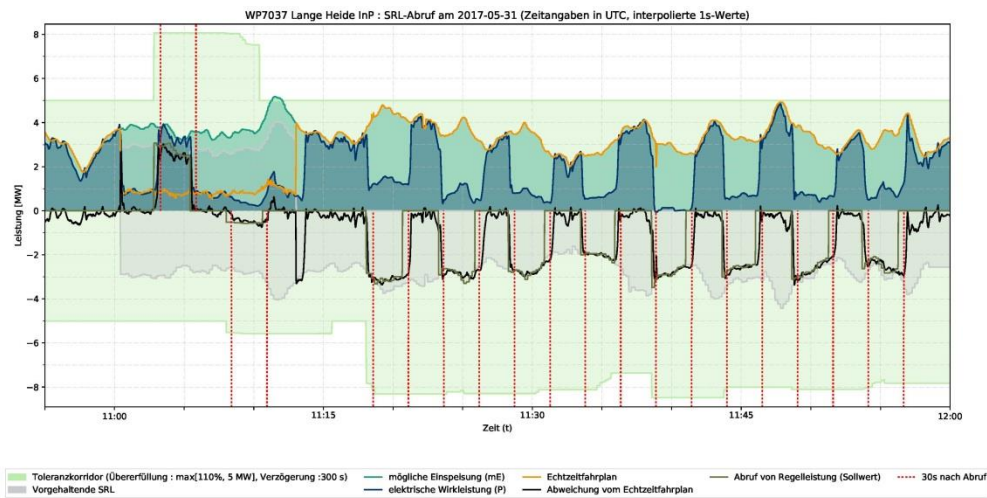


Abbildung 74: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Lange Heide

Abbildung 74 zeigt den Zeitreihenverlauf des Windparks Lange Heide innerhalb des Clusterfeldtests vom 31.5.2017.

Über den Feldtestzeitraum standen ca. 70%-95% der Park-Nennleistung für die Regelleistungserbringung zur Verfügung. Der Park zeigte ein gutes Ansprechen auf das Regelleistungssignal. Die 0-Abregelung um ca. 11:39 ist bedingt durch den Ausfall des WP-Kassieck. Die geforderte Regelleistung musste, soweit möglich, von den verbliebenen Kraftwerken bereitgestellt werden.

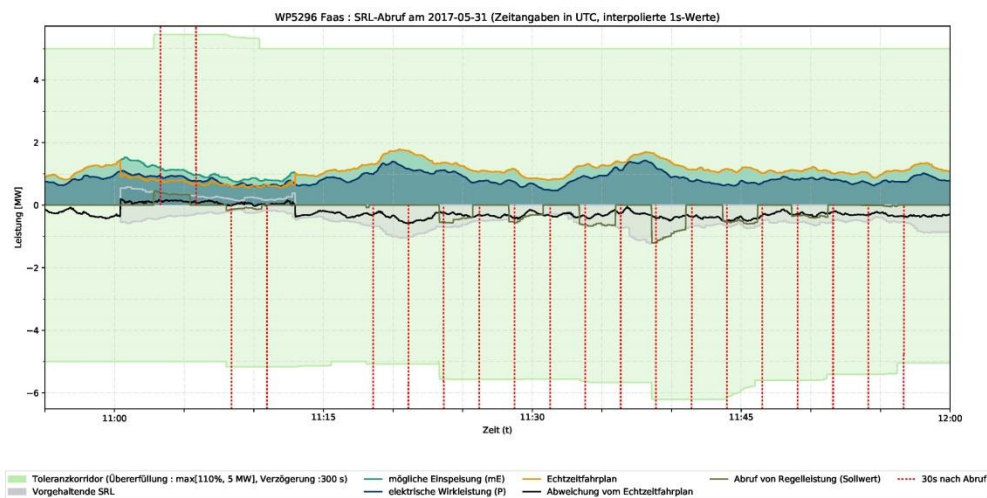


Abbildung 75: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Faas

Abbildung 75 zeigt den Zeitreihenverlauf des Windparks Faas innerhalb des Clusterfeldtests vom 31.5.2017. Im Unterschied zum WP Lange Heide (Abbildung 74), standen beim WP Faas kaum 3% der Parknennleistung zur Verfügung. Gemessen an der Parknennleistung von gut 48 MW, waren die Regelleistungsabrufe so gering, das keine Reaktion zu erkennen ist.

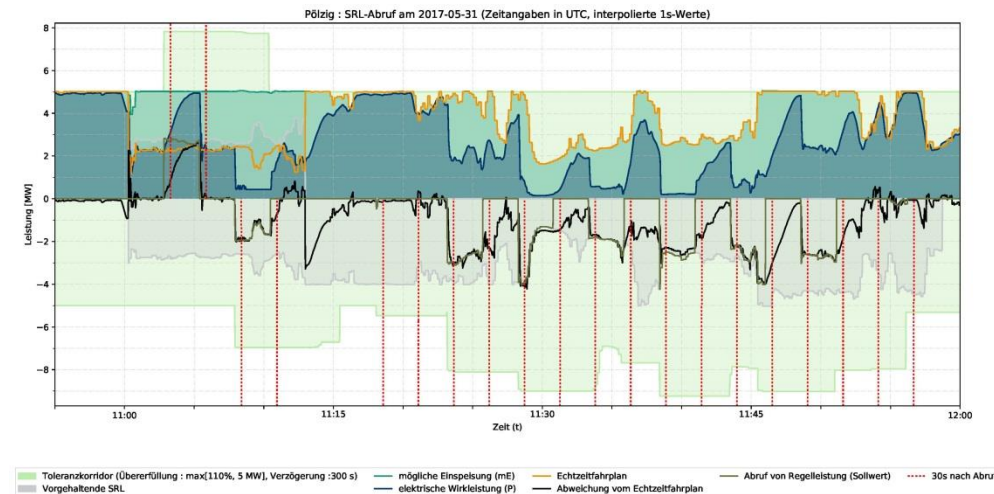


Abbildung 76: Clusterfeldtest 31.05.2017, PV Park-Pölzig

Abbildung 76 zeigt den Zeitreihenverlauf des PV Parks Pölzig innerhalb des Clusterfeldtests vom 31.5.2017. Die Abbildung verdeutlicht den unterschiedlichen Verlauf der Einspeisung eines PV-Parks an einem wechselbewölkten Tag, wie er im Zeitraum dieses Feldtests vorherrschte, im Unterschied zu einem wolkenlosen Tag im Zeitraum des Feldtests am 18.05.2017 (siehe z.B. Abbildung 68).

5.7 Bewertung und Erkenntnisse

Unter den gegebenen Bedingungen, kann man den Wind und PV Clusterfeldtest durchaus als positiv bewerten. Im Einzelnen konnten folgende Schlüsse gezogen werden:

- Wie erwartet, ist die Dynamik von Wind und PV Kraftwerken ausreichend, um die Bedingung für die Erbringung von Sekundärregelleistung erfüllen. Zu beachten ist, dass eine Leistungseinsenkung von mehr als 97% zu einer Verzögerung beim folgenden Anheben der Leistung führt, daher nach Möglichkeit zu vermeiden ist.
- Die angewendete bzw. im Disagregationsalgorithmus konfigurierte technische Untergrenze war teilweise zu niedrig. Eine technische Untergrenze von mindestens 3% der Nennleistung scheint empfehlenswert. Betreffend der Dynamik sollte die Abrufamplitude, zumindest bei Windparks, wenigstens 10% der Nennleistung betragen, um eine schnelle Reaktion der Windparksteuerung sicher zu stellen. Die Aussagen beziehen sich auf die am Projekt beteiligten Wind- und PV-Kraftwerke der Firma Enercon und Enerparc bzw. Gantner. Die laut Präqualifikationsbedingung geforderte volle Aktivierung bzw. Rücknahme nach max. 5 Minuten ist aber in jedem Fall gegeben.
- Das in dem Projekt eingeführte Paradigma, dass an die Kraftwerke ein Differenz-Sollwert statt eines Absolut-Sollwertes gesendet wird, hat sich als

Vorteilhaft erwiesen. Zum einen wurde das System robuster gegenüber kurzfristigen (einige Sekunden andauernden) Kommunikationsausfälle, zum anderen verringert es die Latenzzeit in der auf eine Änderung der möglichen Einspeisung reagiert wird. Ferner entlastet dieses Vorgehen das zentrale VPP-System.

- Das mE-Signal ist in diesem System von zentraler Bedeutung. Er wird sowohl von der Disaggregation zur Aufteilung des Regelleistungsabrufs genutzt, als auch von der Regelung der Kraftwerke zur Einhaltung des Differenz-Sollwerts. Dabei kann sowohl eine Überschätzung als auch Unterschätzung des mE-Wertes zu einer unzulässigen Untererfüllung bei der Regelleistungserbringung führen (je nachdem ob positive oder negative Regelleistung abgerufen wird). Unabhängig davon, dass eine Überschätzung des mE-Wertes zu einer ungerechtfertigten Vergütung führt, muss der mE-Schätz-Wert so genau wie möglich sein. Wird eine zulässige Übererfüllung bei der Regelleistungserbringung angestrebt, sollte dies durch Anpassung des Differenz-Sollwertes geschehen. Kraftwerke die einen offensichtlich falschen mE-Wert liefern (siehe Kap. 5.5.4) müssen identifiziert und aus dem Pool zur Regelleistungserbringung ausgeschlossen werden.

Insgesamt haben die Feldtests gezeigt, dass die Erbringung von Regelleistung durch gemischte Pools mit fluktuierenden Erzeugern Wind und Photovoltaik generell praktikabel ist. Es erwies sich allerdings auch als notwendig, das Poolverhalten in der Abrufphase genau zu beobachten und die Steuersignale zu den einzelnen technischen Einheiten dynamisch zu berechnen, um das Abrufsignal entsprechend auszufüllen.

5.8 Literatur

[bdew2007] TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007

[IWES2014] Projektabschlussbericht Regelenergie durch Windkraftanlagen, Fraunhofer IWES (Hrsg.), 2014

[ÜNB2016] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2016

6 Anhang

6.1 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts

Jost, Dominik; Yves-Marie Saint-Drenan: Paper mögliche Einspeisung von Photovoltaikparks (geplant)

Jansen, Malte „Economics of control reserve provision by fluctuating renewable energy sources“, Doktorarbeit an der Europa-Universität Flensburg, Dezember 2016.

6.2 Feldtestdokumentation

Die Ergebnisse der Feldtests werden gesondert auf der IWES-Homepage bereitgestellt:

<https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2017/rewp.html>

6.3 Verzeichnisse

6.3.1 Glossar/Abkürzungsverzeichnis

VK	Virtuelles Kraftwerk
mE	mögliche Einspeisung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie Supervisory Control and Data Acquisition, System zur Steuerung komplexer Einheiten
SCADA	
nRMSE	Normierter Root-Mean-Square-Error (Gütemaß)
GSM	Global System for Mobile Communications (Mobilfunkstandard)
GPRS	General Packet Radio Service, (paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM-Netzen)
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System (Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G))
DSL	Digital Subscriber Line (engl. für Digitaler Teilnehmeranschluss) oder Powerline Communication (PLC)
Powerline	Kommunikationsweg Kommunikationsprotokoll, das auf einer Master/Slave- bzw. Client/Server-Architektur basiert
MODBUS	
VPN	Virtuelles privates (in sich geschlossenes) Kommunikationsnetz
HTTPS	HyperText Transfer Protocol Secure (Kommunikationsprotokoll im World Wide Web)
WS-Security	Standard zur Nutzung von Sicherheitsaspekten bei Webservices
IEC81850	Standard zur Beschreibung eines

	Übertragungsprotokolls für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen
OPC-XML-DA	Machine to Machin Kommunikationsprotokoll
MW	Megawatt
MWp	Megawatt peak
PV	Photovoltaik
POA	Plane of array, Solarmoduleebene
Machine Learning	Maschinelles Lernen, Oberbegriff für die künstliche Generierung von Wissen aus Erfahrung
Deep Learning	Klasse von Optimierungsmethoden künstlicher neuronaler Netze
IEC61970	Standard zur Beschreibung einer Programmierschnittstelle (API) für Energiemanagementsysteme
CIM	Common Information Model, Standard für das Management von IT-Systemen
REST	REpresentational State Transfer Architektur, Architektur von WebServices
Eisman	Einspeisemanagement
TE	Technische Einheit
API	Application Programming Interface

6.3.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Teilziele und des übergeordneten Ziels des Vorhabens	8
Abbildung 2: Geografische Lage der Photovoltaikparks der Firma Enerparc	15
Abbildung 3: Links: Standort des PV-Parks; Rechts: Konfiguration des PV-Parks	20
Abbildung 4: Leistungsmessung des PV-Parks für einen Beispieltag (01.01.2012). Unten: Zeitreihe der Leistungsmessung der 37 Wechselrichter über den betrachteten Tag. Oben: Räumliche Darstellung der Wechselrichter-Leistungsmessungen um 12:06 Uhr	21
Abbildung 5: Leistungsmessung des PV-Parks für einen Beispieltag (01.10.2012).	22
Abbildung 6: Darstellung der Methode, um die Leistungsbegrenzung der einzelnen Wechselrichter zu bestimmen. (a) Punktwolke der Leistungsmesswerte über der Einstrahlung in Modulebene. Die Kappungsgrenze wird als gestrichelte Linie dargestellt. (b) Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Leistungsmesswerte. Der Peak, der aus der Leistungsbegrenzung resultiert, wird durch das graue Quadrat verdeutlicht.	23
Abbildung 7: Scatter-Plot der um Temperatureinfluss und weitere Verluste korrigierten Leistungswertmessungen als Funktion der gemessenen Einstrahlung in der Modulebene (Plane of array irradiance) und Leistungskurve (grüne Linie).	25
Abbildung 8: Beispiel für die Berechnung der möglichen Einspeisung eines Teils des PV-Parks (blau) auf Basis der Leistungsmessungen der Referenzwechselrichter (grau)	26
Abbildung 9: Scatter-Plot der Leistung des Wechselrichters INV 01.02 über der Leistung des Wechselrichters INV 01.01	27
Abbildung 10: Darstellung der Auswahl an Referenzwechselrichtern	28
Abbildung 11: Leistungsmessung des Wechselrichters INV 01.02 über den Leistungsmesswerten des Wechselrichters INV 01.01. Alle verfügbaren Messwerte sind in hellgrau dargestellt. Messwerte vom 15.05.2013 sind als dunkelgraue Punkte	

hervorgehoben. Die schwarze Linie stellt das Ergebnis der robusten Regression dar.	29
Abbildung 12: Darstellung des Verhältnisses zwischen den Wirkungsgraden jeder Kombination von zwei Wechselrichtern auf Basis der fünf ersten Wechselrichter	30
Abbildung 13: Leistungsmessungen über dem Ergebnis für die mögliche Einspeisung für die statische (links) und dynamische (rechts) Variante des meteorologischen Referenzzellenansatzes	31
Abbildung 14: Vergleich der durch die Messungen der Referenzzelle bestimmten möglichen Einspeisung mit den tatsächlichen Messungen an einem Tag mit wechselnder Bewölkung	32
Abbildung 15: Auswertung der drei Varianten zur Bestimmung der möglichen Einspeisung über Referenzwechselrichter bezüglich der drei von den ÜNB definierten Kriterien. Oben: Bias des Fehlers. Mitte: Anteil der Fehler innerhalb von $\pm 10\%$ der zu präqualifizierenden Leistung. Unten: Anteil der Fehler innerhalb von $\pm 3,3\%$ der zu präqualifizierenden Leistung.	35
Abbildung 16: Präqualifizierte Leistung als Funktion der Anzahl an Referenzwechselrichtern. Die Farbe der Säulen zeigt, ob die Anforderungen der ÜNB erfüllt wurden.	35
Abbildung 17: Scatter-Plot der Messungen über den Ergebnissen für die mögliche Einspeisung der drei verschiedenen Ansätze für 1, 3, 5 und 10 Referenzwechselrichter.	37
Abbildung 18: Windpark Kassieck mit einer installierten Leistung von 54 MW mit einer sehr geringen Streuung des Fehlers der möglichen Einspeisung	40
Abbildung 19: Windparks Lausitzring mit einer installierten Leistung von 7,8 MW als Beispiel für einen Windpark mit einer breiteren Streuung des Fehlers der möglichen Einspeisung	41
Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung der Fehler der möglichen Einspeisung für den PV-Park Vahldorf	43
Abbildung 21: Scatterplot der Leistung über dem Wert der möglichen Einspeisung für den PV-Park Vahldorf	44
Abbildung 22: Standardabweichung des Fehlers der möglichen Einspeisung in Abhängigkeit von der Poolgröße für alle Kombinationen von Windparks	45
Abbildung 23: Vergleich der Genauigkeit der möglichen Einspeisung bei Durchschnittsbildung über unterschiedliche Zeitintervalle am Beispiel des PV-Parks Liebersee	46
Abbildung 24: Häufigkeitsverteilung der Fehler der möglichen Einspeisung	47
Abbildung 25: Test des Verfahrens während eines Feldtests anhand eines Windparks	48
Abbildung 26: Test des Verfahrens während eines Feldtests anhand eines PV-Park	49
Abbildung 27: Die Verfahrensweise der Quantilen Regression.	53
Abbildung 28: Die Verfahrensweise der Distribution Regression graphisch erläutert.	54
Abbildung 29: Verfügbarkeit von Daten für einzelne Parks	56
Abbildung 30: Windpark Kassieck mit den Quantilen für die Leistung von 0,01 % bis 99,99 % der maximalen Leistung	57
Abbildung 31: Windpark Kassieck mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung	58
Abbildung 32: PV-Park Litten mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung	59
Abbildung 33: Pool aus den Windparks Kassieck und Schinne und dem PV-Park Litten mit den Quantilen für die Leistung von 1 % bis 99 % der maximalen Leistung	60
Abbildung 34: Beispiel für die Vorteilhaftigkeit der Ausnutzung von Ausgleichseffekten in einem Pool aus den Windparks Kassieck, Schinne und Litten am Beispiel eines Sicherheitsniveaus von 99 %	60
Abbildung 35: Darstellung des maximalen Regelleistungsangebots des Pools aus Kassieck, Schinne und Litten basierend auf einer probabilistischen Prognose mit einer Sicherheit von 99,9 % für verschiedene Produktlängen	61

Abbildung 36: Durchschnittliches Regelleistungsangebot des Pools für unterschiedliche Produktlängen für die Monate Dezember 2016 und Mai 2017	62
Abbildung 37: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den Windpark Bischberg	63
Abbildung 38: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den PV-Park Weira	64
Abbildung 39: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für den Windpark Kassieck	65
Abbildung 40: 1 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 %, 95 % und 99 % Quantil der 5-sekündlichen Abweichung der Leistung vom ¼-h-Mittelwert für einen Pool aus 5 Wind- und 7 PV-Parks	66
Abbildung 41: Standardabweichung der 5-sekündlichen Abweichungen vom 1/4-h-Mittelwert über der maximalen Leistung für unterschiedliche Anlagengrößen und Pools	67
Abbildung 42: Einspeisung des PV-Parks St. Gangloff über die Zeit in einer zeitlichen Auflösung von 5 Sekunden	68
Abbildung 43: Wahrscheinlichkeitsverteilung für bestimmte Leistungen des Clusters	69
Abbildung 44: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die maximal erbringbare Regelleistung des BHKW Pools aus 5 BHKW mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %	70
Abbildung 45: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den gesamten Pool	71
Abbildung 46: Maximales Regelleistungsangebot aus den verschiedenen Kombinationen an Pool für ein Sicherheitsniveau von 99,99 % und einem BHKW-Pool von 5 BHKW mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 2 MW pro Anlage.	72
Abbildung 47: Aufbau des Szenariengenerators	73
Abbildung 48: Schematische Darstellung der Szenarien nach der Monte-Carlo Simulation	74
Abbildung 49: Schematische Darstellung der Szenarien nach der Reduktion	75
Abbildung 50: Schematische Darstellung des Szenarienbaums	76
Abbildung 51 Topologie Ansicht IWES.vpp Frontend Application	79
Abbildung 52 Schematische Darstellung der Funktionsweise der Disaggregation	81
Abbildung 53 Datenbank Infrastruktur Aufbau, Quelle https://docs.mongodb.com/manual/_images/replica-set-primary-with-two-secondaries.bakedsvg.svg	82
Abbildung 54 CIM Model ProbabilisticForecast	83
Abbildung 55 Probabilistische Prognosen im IWES.vpp	84
Abbildung 56: RL-Abrufsignal mit einer max Amplitude von 20 MW	88
Abbildung 57: Ausgangssituation Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf	89
Abbildung 58: Leistungsverlauf Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf	90
Abbildung 59: Auswertung Einzel-Feldtest 14.11.2016 PV-Park Nemsdorf	91
Abbildung 60: Ausgangssituation Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas	92
Abbildung 61: Leistungsverlauf Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas	92
Abbildung 62: Auswertung Einzel-Feldtest 16.11.2016 Wind-Park Faas	93
Abbildung 63 Einzel-Feldtest 23.11.2016 PV-Park Ermlitz	94
Abbildung 64: Einzel-Feldtest 18.11.2016 Wind-Park Lange-Heide	94
Abbildung 65: Clusterfeldtest 18.05.2017 mit 12 PV-Parks	95
Abbildung 66: Clusterfeldtest 18.05.2017 PV-Park Witzleshofen	96
Abbildung 67: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Pasewalk	96
Abbildung 68: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Vahldorf, Kostenkategorie-1	97
Abbildung 69: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Weferlingen, Kostenkategorie-2	98
Abbildung 70: Clusterfeldtest 18.05.2017, PV-Park Weira, Kostenkategorie-3	98
Abbildung 71: Clusterfeldtest 18.05.2017 mit 12 PV-Parks	99
Abbildung 72: Clusterfeldtest 31.05.2017 mit 13 PV-Parks und 4 Windparks	100

Abbildung 73: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Kassieck mit Eisman Abregelung	100
Abbildung 74: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Lange Heide	101
Abbildung 75: Clusterfeldtest 31.05.2017, WP-Faas	102
Abbildung 76: Clusterfeldtest 31.05.2017, PV Park-Pölzig	102

Anhang

6.3.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der verschiedenen Ansätze zur Bestimmung der Parameter	25
Tabelle 2: Zusammenfassung der verschiedenen Verfahren zur Bestimmung der Parameter für das Referenzwechselrichterverfahren	30
Tabelle 3: Evaluation der Verfahrensvariationen mit statischer und dynamischer Parameter Bestimmung	32
Tabelle 4: Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Windparks	41
Tabelle 5: Genauigkeit der Bestimmung der möglichen Einspeisung bei Photovoltaik-Parks. Die Farben geben an, ob der Park die Bedingungen für die Zeit nach der Pilotphase einhält (grün), für die Pilotphase einhält (orange) oder nicht einhält (rot).	42
Tabelle 6: Auswertung der Kriterien der deutschen ÜNB für verschiedene Mittelungszeiträume am Beispiel des PV-Parks Liebersee	46
Tabelle 7: Auflistung der Parks, für welche einzeln oder als Teil eines Pools probabilistische Prognosen erstellt wurden	56
Tabelle 8: Durchschnittliches Regelleistungsangebot für unterschiedliche Sicherheitsniveaus aus für den Pool aus Wind- und PV-Parks, den BHKW-Pool, der Summe aus beiden Pools sowie das gemeinsame Angebot. Der BHKW-Pool besteht hier aus 5 Anlagen mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 2 MW pro Anlage und einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %.	72
Tabelle 9: Durchschnittliches Regelleistungsangebot für unterschiedliche Sicherheitsniveaus aus für den Pool aus Wind- und PV-Parks, den BHKW-Pool, der Summe aus beiden Pools sowie das gemeinsame Angebot. Der BHKW-Pool besteht hier aus 2 Anlagen mit einer maximalen Regelleistungserbringung von 5 MW pro Anlage und einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 2 %.	73
Tabelle 10 Windparks, die an den Feldtests teilnehmen	87
Tabelle 11 Photovoltaikparks, die an den Feldtests teilnehmen	87