

Umweltforschungsplan
des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
Forschungskennzahl (UFOPLAN) 371097123

Kraftwerkspark und Klimaschutz 2050: Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf und die resultierenden Flexibilitätsanforderungen an fossile Kraftwerke

Kurztitel: Kraftwerkspark und Klimaschutz 2050 - Erneuerbare Energien und Regelleistung

Nick Seeger, Dr.-Ing. Holger Weber, Andreas Cronenberg, Dr.-Ing. Christoph Maurer
Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen, Deutschland

Dr.-Ing. Christian Kraemer, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen,
Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland

Thomas Klose, Dr. Matthias Lange
energy & meteo systems GmbH, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg, Deutschland

im Auftrag
des Umweltbundesamtes
Abschlussdatum Dezember 2014

Berichtskennblatt

Berichtsnummer	UBA-FB 00
Titel des Berichts	Kraftwerkspark und Klimaschutz 2050: Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf und die resultierenden Flexibilitätsanforderungen an fossile Kraftwerke
Autor(en) (Name, Vorname)	Seeger, Nick; Dr.-Ing. Weber, Holger, Cronenberg, Andreas; Dr.-Ing. Maurer, Christoph; Dr.-Ing. Kraemer, Christian; Univ.-Prof. Dr.-Ing. Moser, Albert; Klose, Thomas; Dr. Lange, Matthias
Durchführende Institution (Name, Anschrift)	Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen, Deutschland; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland; energy & meteo systems GmbH, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg, Deutschland
Fördernde Institution	Umweltbundesamt Postfach 14 06 06813 Dessau-Roßlau, Deutschland
Abschlussjahr	2015
Forschungskennzahl (FKZ)	UFOPLAN 371097123
Seitenzahl des Berichts	240
Zusätzliche Angaben	
Schlagwörter	Regelleistung, Mindestenerzeugung, Prognosen, Einspeisung Erneuerbarer Energien

Report Cover Sheet

Report No.	UBA-FB 00
Report Title	Conventional power plant fleet and climate protection 2050: Impact of renewables on control reserve demand and the required flexibility for fossil power plants
Author(s) (Family Name, First Name)	Seeger, Nick; Dr.-Ing. Weber, Holger; Cronenberg, Andreas; Dr.-Ing. Maurer, Christoph; Dr.-Ing. Kraemer, Christian; Univ.-Prof. Dr.-Ing. Moser, Albert; Klose, Thomas; Dr. Lange, Matthias
Performing Organisation (Name, Address)	Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen, Germany; Institute of Power Systems and Power Economics at RWTH Aachen University, Schinkelstraße 62, 52056 Aachen, Germany; energy & meteo systems GmbH, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg, Germany
Funding Agency	Umweltbundesamt Postfach 14 06 06813 Dessau-Roßlau, Germany
Report Date (Year)	2015
Project No. (FKZ)	UFOPLAN 371097123
No. of Pages	240
Supplementary Notes	
Keywords	control reserve, must-run generation, forecast, infeed of renewables

Kurzbeschreibung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt das Stromsystem bei der Bereitstellung von Regelleistung vor neue, aber technisch grundsätzlich lösbare Herausforderungen.

Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt der Regelleistungsbedarf. Dabei ist der zusätzliche Regelleistungsbedarf, also der durch die Erneuerbaren Energien verursacht wird, stark situationsabhängig, d. h. er hängt von der Höhe der prognostizierten Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien ab. So ist zum Beispiel bei niedriger prognostizierter Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien auch der zusätzliche Bedarf an positiver Regelleistung sehr gering, selbst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Der zusätzliche, durch die Erneuerbaren Energien bedingte Regelleistungsbedarf kann durch aus heutiger Sicht erreichbare Verbesserungen der Prognosegüte stark verringert werden.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf fällt überwiegend als positive und negative Minutenreserve an. Der Bedarf an schnell verfügbarer Sekundärregelleistung steigt nur in deutlich geringerem Umfang im Vergleich zur Minutenreserve.

Die mittelfristig absehbaren Prognosefehler, d.h. Veränderungen gegenüber der Day-Ahead-Prognose, die mit den genaueren Kurzfristprognosen (z. B. 2 Stunden im Voraus) absehbar sind, können - so wie heute üblich - durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Lediglich die auch mit den genaueren kurzfristigen Prognosen nicht erkennbaren Prognosefehler der Erneuerbaren-Einspeisung erfordern die Vorhaltung ausreichender Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Der Großteil des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs hat somit eine Aktivierungszeit von mindestens 15 Minuten, d.h. es resultieren eher moderate Flexibilitätsanforderungen an die Anlagen zum Ausgleich der Wind- und Photovoltaik-Prognosefehler.

Eine situationsabhängige Bemessung des Regelleistungsbedarfs, die das prognostizierte Einspeiseniveau der Erneuerbaren Energien berücksichtigt, ermöglicht eine erheblich zielgenauere Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung. Der Übergang zu einer situationsabhängigen Bemessung und Beschaffung der Regelleistung wird mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien sinnvoller, ist jedoch letztlich eine Entscheidung, die im Gesamtkontext der diskutierten wirtschaftlichen und systemsicherheitsbezogenen Aspekte zu treffen ist.

Der Übergang von einer Day-Ahead-Ausschreibung von Regelleistung auf eine Intraday-Ausschreibung erscheint nicht erforderlich. Die Intraday-Ausschreibung verringert den Regelleistungsbedarf nicht signifikant gegenüber einer Day-Ahead-Ausschreibung, wenn bei dieser neben der Day-Ahead-Prognose - wie es heute bereits üblich ist - auch Intraday-Prognosen berücksichtigt und die damit absehbaren Prognosefehler durch Intraday-Handel ausgeglichen werden.

Auch in Stromsystemen mit großen Anteilen Erneuerbarer Energien wird aus technischer Sicht keine konventionelle Mindesterzeugung zur Bereitstellung von Regelleistung benötigt. Möglich ist dies beispielsweise, 1) wenn regenerative Erzeugungsanlagen keinen zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung verursachen (d.h. eine Betriebsweise ohne Fahrplanüberschreitung durch Abregelung im Bedarfsfall), 2) die positive Minutenreserve aus Kraftwerken mit kurzer Anfahrzeit (etwa durch Motorkraftwerke oder Gasturbinen) erbracht wird, und 3) hydraulische Speicher oder Power-to-Heat-Anlagen die Primär- und Sekundärregelung sowie negative Minutenreserve übernehmen. Da die prognostizierte Einspeiseleistung Erneuerbarer Energien zudem immer höher liegt als der von ihnen verursachte zusätzliche positive Regelleistungsbedarf, sind im Vergleich zu einem System ohne Erneuerbare Energien keine zusätzlichen konventionellen Erzeugungskapazitäten für die Deckung dieses Regelleistungsbedarfs notwendig.

Um die Prognosen der Einspeiseleistungen von Windenergie- und PV-Anlagen zu verbessern und damit den Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu verringern, müssen die Wetterprognosen auf die Anforderungen der Energiemeteorologie optimiert werden. Hierzu sind insbesondere Verbesserungen der numerischen Wettermodelle und der Datenlage zu den aktuellen meteorologischen Bedingungen erforderlich.

Abstract

The rising share of renewable energy sources (RES) continuously presents new, but technically solvable challenges to the electricity system, concerning the provision of control reserve.

With the rising share of RES the demand for control reserve increases. The additional demand triggered by RES is strongly situation-related, i.e. it depends on the forecasted level of generation. In case of a low forecasted RES infeed level the additional demand for positive control reserve is very low, even if the total RES-share is high. From today's perspective, the possible improvements to forecast quality can significantly reduce additional control reserve demand.

The biggest share of additional control reserve demand is for positive and negative tertiary control reserve. The additional demand for quickly available secondary control reserve is comparatively small.

Medium-term forecast deviations, i.e. the deviation of day-ahead forecasts, revealed by the more precise short-term forecasts (for example 2 hours in advance) can be compensated - as already currently common - by the intraday market. Hence, only the - even through short-term forecast - unavoidable deviations of the RES infeed level require the provision of sufficient secondary and tertiary control reserve. With the largest additional demand being tertiary control reserve with a comparatively long response time of 15 minutes, only modest flexibility of power

plants or other flexibility providers is required in order to compensate forecast deviations related to wind and solar power.

A situation-related variable dimensioning of control reserve depending on the forecast of RES infeed level can enable a more precise provision for each moment. The higher the penetration of the RES generation is, the more reasonable the transition to such a situation-related dimensioning and provision of control reserve becomes. However, an eventual decision has to be taken considering all economic and system-security related aspects.

The transition to intraday tenders from the actual day-ahead tenders for control reserve does not seem to be necessary. The intraday tender hardly reduces the demand of control reserve compared to a day-ahead tender, if intraday forecasts, such as it is already currently common practice, are used to compensate the hereby revealed deviations from day-ahead forecasts.

In electricity systems, even with large RES shares, conventional minimum generation is not required for the provision of control reserve, from a technical point of view. Conventional minimum generation can be avoided for instance, if 1) RES generation does not cause any additional demand of negative control reserve (i.e. operation without exceeding the scheduled production through curtailment if necessary) and 2) positive tertiary control reserve is provided by power plants with short startup periods (such as gas-turbines or gas engines) and 3) primary and secondary control reserve as well as negative tertiary control reserve is provided by hydro storage power plants or power-to-heat plants. Since the forecasted level of RES infeed is always higher than the additional demand for positive control reserve caused by the renewables, no additional conventional generation capacities - compared to a system without renewables - are necessary to cover this additional demand of control reserve.

In order to improve the forecasts regarding the infeed level of wind and photovoltaic units and consequently to minimize the additional demand of control reserve, weather forecasts have to be optimized according to the demands of the energy meteorology. This issue especially requires numerical weather models as well as the data basis of the current meteorological conditions to be improved.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	V
Summary.....	XVI
1 Einleitung und Hintergrund	1
2 Methodik zur Ermittlung des Bedarfs an Regelleistung	3
2.1 Ursachen von Bilanzungleichgewichten	3
2.1.1 Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung	4
2.1.2 Stochastisches Verhalten der Lasten	6
2.1.3 Dargebotsabhängige Einspeisung	9
2.1.4 Fahrplansprünge	12
2.2 Analytisches Verfahren	13
2.3 Abgrenzung unterschiedlicher Regelleistungsqualitäten	15
2.3.1 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve	15
2.3.2 Zusätzliche Berücksichtigung von Stundenreserve.....	20
2.4 Einfluss des Planungshorizontes auf die Regelleistungsvorhaltung	22
3 Detailaspekte und Datenbasis der Regelleistungsbemessungen	27
3.1 Gemeinsame Randbedingungen der Analysen.....	28
3.1.1 Variation des Lastniveaus	28
3.1.2 Auswirkungen der Variationen auf den Kraftwerkspark.....	30
3.2 Einfluss der Windenergie auf den Bedarf an Regelleistung	31
3.2.1 Prognosefehler der Windenergieerzeugung	31
3.2.1.1 Ist-Werte der Windenergieeinspeisung.....	31
3.2.1.2 Windleistungsprognosen - Onshore	32
3.2.1.3 Windleistungsprognosen - Offshore (Nordsee)	38
3.2.1.4 Gemeinsame Berücksichtigung von On- und Offshore-WEA	49
3.2.2 Gradienten der Windenergieeinspeisung	49
3.2.2.1 Gradienten Onshore	49

3.2.2.2	Modellierung der Gradienten Offshore.....	50
3.2.3	Variation der windbezogenen Einflussgrößen	54
3.2.3.1	Variation der installierten Leistung von Windenergieanlagen	54
3.2.3.2	Variation relativer prognostizierter Einspeisung	54
3.2.3.3	Variation der Prognosegüte und der Anlagentechnik	58
3.2.3.4	Variation der regionalen Verteilung.....	67
3.2.4	Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle durch den ÜNB.....	71
3.2.5	Wesentliche Ergebnisse zur Bewertung der Datenlage.....	74
3.3	Einfluss der Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung	75
3.3.1	Prognosefehler der Photovoltaikerzeugung.....	75
3.3.1.1	Ist-Werte der Photovoltaikeinspeisung.....	75
3.3.1.2	Einspeiseprognosen der Photovoltaikeinspeisung	77
3.3.2	Gradienten der PV-Einspeisung.....	81
3.3.3	Variation der PV-bezogenen Einflussgrößen	84
3.3.3.1	Variation der installierten Leistung von PV-Anlagen.....	84
3.3.3.2	Variation relativer prognostizierter Einspeisung	84
3.3.3.3	Variation der Prognosegüte.....	87
3.3.4	Wesentliche Ergebnisse zur Bewertung der Datenlage.....	88
3.4	Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung	89
3.4.1	Variationen installierter Windenergie- und PV-Anlagenleistung.....	89
3.4.2	Variation relativer prognostizierter Einspeisung.....	89
3.4.3	Berechnung des Regelleistungsbedarfs für Kombinationen von Wind und PV.....	90
4	Untersuchungsergebnisse des Bedarfs an Regelleistung	93
4.1	Einordnung der Ergebnisse.....	93
4.2	Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf.....	96
4.2.1	Onshore-Windenergie	96
4.2.1.1	Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik	96
4.2.1.2	Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik	104

4.2.2	Kombinierte Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie	107
4.2.2.1	Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik	108
4.2.2.2	Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik	117
4.2.3	Einfluss des Lastniveaus auf den Regelleistungsbedarf	119
4.2.4	Veränderte regionale Verteilung der Windenergieanlagen	121
4.2.5	Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle	123
4.2.6	Charakteristik des windbedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarfs	125
4.2.7	Situationsabhängige Regelleistungsbemessung	127
4.2.8	Kapazitätsbedarf und Intraday-Ausgleich von Prognosefehlern	132
4.2.9	Einfluss des Beschaffungszeitpunktes auf den Regelleistungsbedarf	134
4.2.10	Einfluss zusätzlicher regelbarer Lasten auf den Regelleistungsbedarf	136
4.2.11	Wesentliche Ergebnisse zum windbedingten Regelleistungsbedarf	139
4.3	Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf	142
4.3.1	Heutige Prognosegüte	143
4.3.2	Zukünftige Prognosegüte	149
4.3.3	Situationsabhängige Regelleistungsbemessung	152
4.3.4	Wesentliche Ergebnisse zum PV-bedingten Regelleistungsbedarf	154
4.4	Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf	156
4.4.1	Ergebnisse und Wirkungszusammenhänge	157
4.4.2	Wesentliche Ergebnisse zum Regelleistungsbedarf für Wind und PV	163
4.5	Verringerung des Bedarfs an negativer Regelleistung	163
5	Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke	165
5.1	Flexibilitätseigenschaften thermischer Kraftwerke	166
5.2	Flexibilitätseigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken	170
5.3	Bewertungsmethodik und Untersuchungsszenarien	173
5.4	Auswirkungen der Flexibilität unterschiedlicher Kraftwerkstypen auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung	175
5.5	Auswirkungen unterschiedlich zusammengesetzter Kraftwerksparks auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung	186

5.5.1	Untersuchungsvarianten	187
5.5.2	Mindesterzeugung ohne Primärregelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken	189
5.5.3	Mindesterzeugung bei verbesserter Bereitstellung von Primärregelleistung	192
5.6	Wesentliche Ergebnisse zur regelleistungsbedingten Mindestenerzeugung konventioneller Kraftwerke	193
	Quellenverzeichnis	196
	Abkürzungen	198
	Abbildungsverzeichnis	200
	Tabellenverzeichnis	210
A	Sensitivitätsanalyse Planungshorizont "Day-Ahead"	212
A.1	Definition des Planungshorizonts	212
A.2	Wesentliche Ergebnisse	213
A.3	Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf	214
A.3.1	Ausschließlich Onshore-Windenergie	214
A.3.1.1	Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik	214
A.3.1.2	Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik	217
A.3.2	Kombinierte Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie	219
A.3.2.1	Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik	219
A.3.2.2	Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik	222
A.3.3	Veränderte regionale Windverteilung	224
A.4	Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf	226
A.4.1	Heutige Prognosegüte	226
A.4.2	Zukünftige Prognosegüte	228
A.5	Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf	229
B	Anwendung des Offshoreverfahrens auf eine Kontrollregion	231
C	Zwei unterschiedliche Klassierungsmethoden der PV im Vergleich	234

Kurzfassung

Zentrale Ergebnisse

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt das Stromsystem bei der Bereitstellung von Regelleistung vor neue, aber technisch grundsätzlich lösbare Herausforderungen.

Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt der Regelleistungsbedarf. Dabei ist der zusätzliche Regelleistungsbedarf, also der durch die Erneuerbaren Energien verursacht wird, stark situationsabhängig, d. h. er hängt von der Höhe der prognostizierten Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien ab. So ist zum Beispiel bei niedriger prognostizierter Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien auch der zusätzliche Bedarf an positiver Regelleistung sehr gering, selbst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Der zusätzliche, durch die Erneuerbaren Energien bedingte Regelleistungsbedarf kann durch aus heutiger Sicht erreichbare Verbesserungen der Prognosegüte stark verringert werden.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf fällt überwiegend als positive und negative Minutenreserve an. Der Bedarf an schnell verfügbarer Sekundärregelleistung steigt nur in deutlich geringerem Umfang im Vergleich zur Minutenreserve.

Die mittelfristig absehbaren Prognosefehler, d.h. Veränderungen gegenüber der Day-Ahead-Prognose, die mit den genaueren Kurzfristprognosen (z. B. 2 Stunden im Voraus) absehbar sind, können – so wie heute üblich – durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Lediglich die auch mit den genaueren kurzfristigen Prognosen nicht erkennbaren Prognosefehler der Erneuerbaren-Einspeisung erfordern die Vorhaltung ausreichender Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Der Großteil des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs hat somit eine Aktivierungszeit von mindestens 15 Minuten, d.h. es resultieren eher moderate Flexibilitätsanforderungen an die Anlagen zum Ausgleich der Wind- und Photovoltaik-Prognosefehler.

Eine situationsabhängige Bemessung des Regelleistungsbedarfs, die das prognostizierte Einspeiseniveau der Erneuerbaren Energien berücksichtigt, ermöglicht eine erheblich zielgenauere Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung. Der Übergang zu einer situationsabhängigen Bemessung und Beschaffung der Regelleistung wird mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien sinnvoller, ist jedoch letztlich eine Entscheidung, die im Gesamtkontext der diskutierten wirtschaftlichen und systemsicherheitsbezogenen Aspekte zu treffen ist.

Der Übergang von einer Day-Ahead-Ausschreibung von Regelleistung auf eine Intraday-Ausschreibung erscheint nicht erforderlich. Die Intraday-Ausschreibung verringert den Regelleistungsbedarf nicht signifikant gegenüber einer Day-Ahead-Ausschreibung, wenn bei dieser neben der Day-Ahead-Prognose – wie es heute bereits üblich ist – auch Intraday-Prognosen berücksichtigt und die damit absehbaren Prognosefehler durch Intraday-Handel ausgeglichen werden.

Auch in Stromsystemen mit großen Anteilen Erneuerbarer Energien wird aus technischer Sicht keine konventionelle Mindesterzeugung zur Bereitstellung von Regelleistung benötigt. Möglich ist dies beispielsweise, 1) wenn regenerative Erzeugungsanlagen keinen zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung verursachen (d.h. eine Betriebsweise ohne Fahrplannüberschreitung durch Abregelung im Bedarfsfall), 2) die positive Minutenreserve aus Kraftwerken mit kurzer Anfahrzeit (etwa durch Motorkraftwerke oder Gasturbinen) erbracht wird, und 3) hydraulische Speicher oder Power-to-Heat-Anlagen die Primär- und Sekundärregelung sowie negative Minutenreserve übernehmen. Da die prognostizierte Einspeiseleistung Erneuerbarer Energien zudem immer höher liegt als der von ihnen verursachte zusätzliche positive Regelleistungsbedarf, sind im Vergleich zu einem System ohne Erneuerbare Energien keine zusätzlichen konventionellen Erzeugungskapazitäten für die Deckung dieses Regelleistungsbedarfs notwendig.

Um die Prognosen der Einspeiseleistungen von Windenergie- und PV-Anlagen zu verbessern und damit den Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu verringern, müssen die Wetterprognosen auf die Anforderungen der Energiemeteorologie optimiert werden. Hierzu sind insbesondere Verbesserungen der numerischen Wettermodelle und der Datenlage zu den aktuellen meteorologischen Bedingungen erforderlich.

Hintergrund und Aufgabenstellung (Kapitel 1)

Der sichere Betrieb des elektrischen Netzes erfordert eine kontinuierlich ausgeglichene Systembilanz, d. h. ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies wird insbesondere durch Vorhaltung und Einsatz von Regelleistung in den drei Reservequalitäten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sichergestellt. Die ÜNB sind für die (dem tatsächlichen Bedarf angepasste) Bemessung der notwendigen Reservevorhaltung verantwortlich.

Für den angestrebten Umbau der Stromerzeugung, die langfristig überwiegend auf Erneuerbaren Energien (EE) basieren soll, ist die Frage der notwendigen Regelleistungsvorhaltung besonders wichtig: Einerseits kann die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-

Anlagen (anders als bei thermischen Kraftwerken, deren Einspeisung abgesehen von technischen Ausfallereignissen steuerbar ist), ex ante nicht exakt prognostiziert werden. Dies ruft somit kontinuierlich ausgleichende Ungleichgewichte der Systembilanz hervor. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt daher der Regelleistungsbedarf tendenziell an. Andererseits wird Regelleistung bisher überwiegend in konventionellen thermischen Großkraftwerken, sowie zu geringeren Anteilen auch in hydraulischen Kraftwerken und über Lastmanagement bereitgestellt. Die konventionellen thermischen Kraftwerke werden jedoch bei steigender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien immer weniger für die Lastdeckung benötigt. In Situationen mit niedriger Residuallast (die Residuallast ist der Stromverbrauch, der nicht durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann) stehen sie daher für die Regelleistungsvorhaltung (aufgrund der geforderten kurzfristigen Aktivierungszeit) nur noch eingeschränkt zur Verfügung oder verursachen eventuell eine regelleistungsbedingte Mindesterzeugung.

Ein zentrales Ziel der vorliegenden Studie ist daher eine systematische Untersuchung der Auswirkungen des angestrebten weiteren Ausbaus von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen auf den Regelleistungsbedarf. Dabei wird auch untersucht, wie sich der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung in Abhängigkeit von der prognostizierten Einspeisung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen verändert (situationsabhängige Bemessung der Regelleistung). Als wesentliche Einflüsse der Einspeisung Erneuerbarer Energien auf den Regelleistungsbedarf wurden die installierte Leistung, die prognostizierte Leistung (Einspeiseniveau), die Prognosegüte und die regionale Anlagenverteilung variiert¹. Die Ergebnisdarstellungen in dieser Studie haben dabei nicht zum Ziel, den absoluten Regelleistungsbedarf auszuweisen, der sich für ein bestimmtes Szenario, d. h. installierte und relative prognostizierte EE-Erzeugung, Prognosegüte und Lastniveau, ergibt. Vielmehr sollen hier die zentralen Einflussgrößen und Zusammenhänge für den Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf analysiert und dargestellt werden.

¹ Die Darstellung der Ergebnisse in der Kurzfassung folgt dem Vorgehen in der Studie, die wind- und PV-bedingten Einflüsse zur besseren Identifikation systematischer Effekte zunächst getrennt zu analysieren. Dabei ist die Datenlage im Bereich der Windenergie deutlich besser als im Bereich Photovoltaik. Die zunächst dargestellten Erkenntnisse zum windbedingten Reservebedarf erlauben deshalb die Identifikation verschiedener grundsätzlicher Zusammenhänge, die auf den Bereich der Photovoltaik übertragbar sind, soweit nicht explizit anders erwähnt.

Darauf aufbauend wurden im Rahmen der Studie die technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung und die Anforderungen an die Flexibilität fossiler Kraftwerke in einem Elektrizitätsversorgungssystem mit großen Anteilen Erneuerbarer Energien untersucht. Im Fokus steht dabei die Frage, inwieweit konventionelle Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung notwendig sind und welche Schlussfolgerungen für den Kraftwerksbetrieb sich daraus ergeben.

Methodik zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs (Kapitel 2)

Der Regelleistungsbedarf zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches Verfahren bestimmt, das auf einem Faltungsalgorithmus basiert. Dabei werden zentrale Einflussfaktoren auf den Regelleistungsbedarf berücksichtigt, wie das Ausfallverhalten der Kraftwerke, Prognosefehler der Last und kurzfristige Lastrauschen sowie Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien und kurzfristiges EE-Rauschen.

Das angewandte Verfahren basiert auf der von der Bundesnetzagentur bestätigten Methode zur Bemessung des Regelleistungsbedarfs [1, 2] und bildet in der von uns angewandten Implementierung seit mehreren Jahren die anerkannte Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB. Es beruht auf dem Ansatz, dass die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können. Die dazu erforderliche Unkorreliertheit der gefalteten Einflussgrößen ist bei der Reservebemessung sehr weitgehend erfüllt. Bilanzabweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Regelleistung auszugleichen.

Weitere zentrale Einflussfaktoren auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung sind der zeitliche Vorlauf mit dem die für die Reservebemessung verwendeten Prognosen erstellt werden (d. h. die Zeitdauer die zwischen Prognose- und Einspeisezeitpunkt), der den Prognosefehler bestimmt und durch die Reserve ausgeglichen werden muss sowie der zeitliche Vorlauf, mit dem die Reserve beschafft wird. Diese Einflussfaktoren werden in verschiedenen Szenarien ebenfalls untersucht.

Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf (Abschnitt 4.2)

Mit zunehmendem Zubau an installierter WEA-Leistung wird der Prognosefehler der Windleistungsprognose maßgeblich für die Regelleistungsbemessung, d. h. Lastprognosefehler

und Kraftwerksausfälle verlieren an Bedeutung. Der Bedarf an positiver Regelleistung nimmt daher ab einer installierten Leistung von etwa 40 GW signifikant zu.

Der zusätzliche windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung steigt deutlich mit der installierten und prognostizierten Windleistung. Der Bedarf an windbedingter zusätzlicher negativer Regelleistung steigt insbesondere mit der installierten Windleistung. Durch die Windenergie erhöht sich der Regelleistungsbedarf im Bereich der MRL erheblich, hingegen steigt der SRL-Bedarf nur geringfügig mit der installierten und prognostizierten WEA-Leistung.

Die mittelfristig absehbaren Prognosefehler, d. h. die Prognosefehler, die mit den genaueren Kurzfristprognosen (z. B. 2 Stunden im Voraus) absehbar sind, können – so wie heute üblich – durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Somit kann ein erheblicher Anteil des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs (etwa 35 bis 45 %) vermieden werden. Nur der danach verbleibende Regelleistungsbedarf erfordert die Vorhaltung ausreichender SRL und MRL. Die Ergebnisse deuten außerdem darauf hin, dass der durch Kurzfristhandel vermeidbare Regelleistungsbedarf bei zunehmender Offshore-WEA-Erzeugung abnimmt (und der relative Bedarf an SRL und MRL entsprechend ansteigt); diese Ergebnisse weisen jedoch aufgrund der kleinen Datenbasis zur Parametrierung des Offshore-Einflusses eine geringere Belastbarkeit auf.

Bei kombinierter Betrachtung von on- und offshore installierter WEA-Leistung zeigt sich, dass bei geringen Offshore-Anteilen an der gesamten WEA-Leistung (bis 60 GW gesamt installierter WEA-Leistung) die Kombination aus On- und Offshore-Erzeugung tendenziell zu einer Reduzierung des Regelleistungsbedarfs führt (Kompensation gegenläufiger Prognosefehler), bei hohen Anteilen der Offshore-Erzeugung an der gesamten WEA-Leistung (über 60 GW) jedoch eine Steigerung des Regelleistungsbedarfs die Folge ist (höherer Offshore-Prognosefehler).

Die Untersuchung der Lastabhängigkeit des Regelleistungsbedarfs zeigt vergleichsweise geringe Auswirkungen des Lastniveaus auf den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf.

Die unterstellte, möglichst realistisch abgeschätzte zukünftig mögliche Prognosegüte führt gegenüber den Regelleistungsbemessungen mit der heutigen Prognosegüte zu einer deutlichen Verringerung des zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarfs. Bei der Onshore-Windenergie ergibt sich beispielsweise eine Reduktion von über 55 % bei 60 GW installierter Windleistung und einer relativen Einspeisung von 8 %. Im Mittel über alle installierten

und prognostizierten Windleistungen stellt sich eine Reduktion um ca. 40 % ein. Der relative Anteil der durch Kurzfristhandel kompensierbaren Bilanzabweichungen verändert sich durch die unterstellte Prognoseverbesserung nicht.

Eine von der heutigen Verteilung abweichende regionale Verteilung der WEA-Leistung mit einem unterstellten stärkeren WEA-Ausbau in Süddeutschland zeigt einen um ca. 10 % geringeren Regelleistungsbedarf im Vergleich zur heutigen Anlagenverteilung.

Eine situationsabhängige Bemessung des Regelleistungsbedarfs, die das prognostizierte Einspeiseniveau der Windenergie berücksichtigt, sorgt für eine erheblich zielgenauere Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung. Insgesamt ist die im Jahresmittel vorzuhaltende Regelleistung bei situationsabhängiger Bemessung erheblich geringer. Quantitativ wird dies beispielhaft für das 60 GW Onshore-Wind-Szenario berechnet. Es ergibt sich hierfür eine Reduktion von 42 % positiver und 22 % negativer Regelleistung im Jahresverlauf. Wegen der im Zeitverlauf unterschiedlichen Regelenergiepreise muss sich diese jedoch nicht in entsprechenden Kostenreduzierungen widerspiegeln. Bei nicht-situationsabhängiger Bemessung liegt der Regelleistungsbedarf deutlich unter dem maximalen und deutlich über dem minimalen Regelleistungsbedarf der situationsabhängigen Bemessung. Die Vorhaltung von zu wenig Regelleistung in Situationen bei einem hohen Regelleistungsbedarf kann je nach Umfang der Abweichungen und vorhandener Alternativen zur vorgehaltenen Regelleistung (z. B. Abruf abschaltbarer Lasten, Aktivierung von Notmaßnahmen oder Unterstützung durch ausländische ÜNB) eine Gefahr für die Systemsicherheit darstellen. Für die zukünftig erwarteten hohen installierten WEA-Leistungen erscheint der Ausgleich in diesen Situationen jedoch zunehmend problematisch. Der Übergang zu einer verstärkten Berücksichtigung der situationsabhängigen Anforderungen an den Regelleistungsbedarf bei der Regelleistungsbemessung ist daher zu erwägen. Er wird dabei mit zunehmendem EE-Ausbau sinnvoller, ist jedoch letztlich eine Entscheidung, die im Gesamtkontext der diskutierten wirtschaftlichen und systemsicherheitsbezogenen Aspekte zu treffen ist.

Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf (Abschnitt 4.3)

Auch der PV-bedingte Regelleistungsbedarf zeigt einen deutlichen Anstieg der Regelleistung mit zunehmender installierter PV-Leistung und prognostizierter PV-Erzeugung. Allerdings ist hier zu beachten, dass bei den Berechnungen für die PV-bedingte Regelleistung eine geringere Datenbasis vorliegt.

Der zusätzliche PV-bedingte Bedarf an positiver Regelleistung steigt deutlich mit der installierten und prognostizierten PV-Leistung. Durch die PV ergibt sich insbesondere eine erhebliche Erhöhung des Regelleistungsbedarfs im Bereich der MRL. Durch die Auswirkungen kurzfristiger PV-Erzeugungsschwankungen steigt auch der SRL-Bedarf – anders als bei der Windenergie – erheblich mit der installierten und prognostizierten PV-Leistung an, jedoch deutlich langsamer als der MRL-Bedarf.

Die Auswirkungen kurzfristiger PV-Erzeugungsschwankungen auf den SRL-Bedarf sind bei vergleichbaren installierten EE-Leistungen deutlich größer als beim windbedingten Regelleistungsbedarf. Der Vergleich der Bemessungsergebnisse für Winter/Sommer zeigt einen deutlich höheren Regelleistungsbedarf im Winter aufgrund schlechter prognostizierbarer, für die PV-Einspeisung besonders relevanter Wetterereignisse im Winter (z. B. Nebel, Schnee).

Im Winter weisen derzeit auch die sehr kurzfristigen Prognosen noch deutliche Unterschätzungen der PV-Erzeugung (negativer Regelleistungsbedarf) auf. Im Sommer weisen derzeit die kurzfristigen Prognosen deutliche Überschätzungen der PV-Erzeugung (größerer Bedarf an positiver SRL und MRL) auf. Der Bedarf an positiver SRL und MRL liegt im Winter und Sommer auf ähnlichem Niveau. Die Ergebnisse für den Bedarf an positiver Regelleistung legen den Schluss nahe, dass im Winter bei der Day-ahead-Prognose zwar deutlich größere Prognosefehler auftreten als im Sommer, die Intraday-Prognose mit einem Prognosevorlauf von 2 Stunden im Winter und Sommer jedoch eine ähnliche Prognosegüte in Bezug auf die positive Regelleistung aufweisen.

Die Untersuchung der Lastabhängigkeit des Regelleistungsbedarfs zeigt vergleichsweise geringe Auswirkungen des Lastniveaus auf den zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf.

Die unterstellte, möglichst realistisch abgeschätzte zukünftig mögliche Prognosegüte führt gegenüber den Regelleistungsbemessungen mit der heutigen Prognosegüte über alle installierten PV-Leistungen und prognostizierten PV-Einspeisungen zu einer Reduktion des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs von ca. 40 %. Der relative Anteil der durch Kurzfristhandel ausgleichbaren Bilanzabweichungen verändert sich durch die unterstellte Prognoseverbesserung nur unwesentlich.

Die Ergebnisse für den Vergleich einer nicht-situationsabhängigen mit einer situationsabhängigen Regelleistungsbemessung zeigen zwar bei hohen installierten PV-Leistungen einen erheblichen Unterschied im Regelleistungsbedarf. Bei nicht-situationsabhängiger Bemessung liegt der Regelleistungsbedarf – anders als bei der Windenergie – deutlich näher am

maximalen Regelleistungsbedarf der situationsabhängigen Bemessung. Aufgrund der vergleichsweise kleinen Datenbasis können aus diesen Ergebnissen jedoch keine eindeutigen Schlussfolgerungen, insbesondere in Bezug auf die Systemsicherheit, gezogen werden. Dennoch könnte ein Übergang hin zu einer situationsabhängigen Bestimmung des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs auch aus Kostengründen (Vermeidung einer sehr hohen unnötigen Vorhaltung von Regelleistung über große Zeiträume) sinnvoll sein.

Einfluss der Windenergie und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf (Abschnitt 4.4)

Die Ergebnisse zum zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wind- und PV-bedingten Einflüssen zeigen grundsätzlich ähnliche Zusammenhänge wie für die isolierte Betrachtung von Windenergie und Photovoltaik.

Wie bereits bei der separaten Betrachtung der Wind- und PV-Auswirkungen, steigt der zusätzliche EE-bedingte Regelleistungsbedarf mit der installierten und prognostizierten Wind- und PV-Leistung. Bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wind und PV besteht jedoch – anders als für die isolierte Betrachtung von PV – ein relativ ähnlicher Regelleistungsbedarf für Winter- und Sommermonate.

Bei gemeinsamer Berücksichtigung von Wind und PV kommt es durch die teilweise Kompensation von Wind- und PV-bedingten Bilanzabweichungen jedoch nicht zu einer einfachen additiven Überlagerung des jeweils separat für Wind und PV bestimmten Regelleistungsbedarfs. Der gemeinsame Regelleistungsbedarf ist daher geringer als die Summe der einzelnen Regelleistungsbedarfe für Wind und PV. Vielfach ist er nur unwesentlich größer als der jeweils größere einzelne Regelleistungsbedarf von Wind oder PV.

Je nach PV-Anteil erhöht sich vor allem im Winter der zusätzliche negative EE-bedingte Regelleistungsbedarf. Für ein exemplarisches Szenario mit 60 GW installierter WEA-Leistung (48 GW onshore, 12 GW offshore) und 60 GW installierter PV-Leistung liegt der maximale zusätzliche EE-bedingte Regelleistungsbedarf im Sommer in der Größenordnung von ca. 4 GW für negative und 6 GW für positive Regelleistung. Im Winter steigt der maximale Bedarf an zusätzlicher negativer Regelleistung durch größere PV-Prognosefehler auf ca. 7 GW bei einem nahezu gleichbleibenden Bedarf an zusätzlicher positiver Regelleistung.

Datenbasis und Datenqualität (Kapitel 3)

Hinsichtlich der für die Berechnungen verfügbaren Datenbasis und der Datenqualität sind folgende Rahmenbedingungen und Erkenntnisse der Studie besonders hervorzuheben

- Wie bei allen Extrapolationen auf Situationen, die noch weit vom aktuellen Zustand entfernt sind, sind auch die Ergebnisse dieser Studie mit Unsicherheiten behaftet. Diese sind allerdings für die verschiedenen Technologien unterschiedlich zu bewerten.
- Dabei ist die Datenlage zu Einspeisungen und Prognosefehlern für den Bereich Wind-Onshore im Vergleich am besten. Für Wind-Onshore sind sowohl ein relativ langer Beobachtungszeitraum als auch eine relativ gute Verteilung der derzeit bestehenden Anlagen über das Bundesgebiet vorhanden. Dies ermöglicht statistisch vergleichsweise gut abgesicherte Aussagen, auch unter Berücksichtigung regionaler Ausgleichseffekte (Portfolioeffekte).
- Für den Bereich Wind-offshore liegen lediglich Langzeiterfahrungen für zwei Windparks vor. Erfahrungen mit Offshore-Portfolien existieren nicht. Portfolioeffekte für den Offshore-Anteil wurden daher anhand von Wetterstationsdaten modelliert.
- Zu Einspeisung und Prognosefehlern im Bereich Photovoltaik liegen Daten nur für einen wesentlich kürzeren Zeitraum als bei der Onshore-Windenergie vor. Dieser Zeitraum wird zusätzlich dadurch limitiert, dass Nächte keine Erkenntnisse liefern. Die Ergebnisse für die Photovoltaik sind daher statistisch weniger gut abgesichert.

Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, die Ergebnisse dieser Studie neu einzuordnen, bzw. zu aktualisieren, wenn bezüglich der Offshore-Windenergie und der Photovoltaik eine verbesserte Datenbasis zur Verfügung steht.

Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke (Kapitel 5)

Die Flexibilität der verfügbaren Kraftwerke bestimmt maßgeblich die Mindesterzeugung, die für die Bereitstellung von Regelleistung erforderlich ist. Zugleich steigt die Mindesterzeugung erwartungsgemäß mit einem größeren Anteil Erneuerbarer Energien (*ceteris paribus*). Die Vorhaltung von Regelleistung aus thermischen Kraftwerken und Speichern wird dabei durch deren technische Eigenschaften limitiert. Für thermische Kraftwerke begrenzen insbesondere Minimalteillast, Leistungsgradienten und Anfahrzeiten die mögliche Regelleistungsvorhaltung. Die Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerken hat einen großen Einfluss auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke. (Pump-) Speicher können durch ihre fehlenden thermodynamischen Prozesse bei entsprechenden Speicherfüllständen sehr schnelle Leistungsänderungen bereitstellen. Jedoch muss zur Vorhaltung von Primärregelleistung oder negativer Sekundärregelleistung eine Drei-Maschinen-Bauweise realisiert sein und die Anlagen im hydraulischen Kurzschluss betrieben werden.

Alternativ ist dies mit einer anlagenübergreifenden Optimierung möglich; dabei werden mehrere Anlagen praktisch wie in einem hydraulischen Kurzschluss betrieben.

Die für die Regelleistungsbereitstellung betrachteten Untersuchungsszenarien umfassen einen mittelfristig realisierbaren Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Mit einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt vor allem der Bedarf an Minutenreserve, der insbesondere durch schnellstartende Kraftwerke gedeckt (positive Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) oder durch die Abregelung der dargebotsabhängig einspeisenden Anlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien vermieden (negative Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) werden kann. Die Untersuchungsergebnisse gelten in ihren Wirkungszusammenhängen daher auch für größere Anteile Erneuerbarer Energien.

Aus der umfassenden Analyse der zentralen Flexibilitätseigenschaften von thermischen Kraftwerken ergibt sich: Die Minimalteillast der thermischen Kraftwerke hat den größten Einfluss auf die Mindesterzeugung für die Bereitstellung von Regelleistung. Einen großen Einfluss hat auch die Anfahrzeit der Kraftwerke. Die maximalen Leistungsgradienten der Kraftwerke haben nur einen untergeordneten Einfluss, wenn ausschließlich die Regelleistung als Ursache für die Mindesterzeugung betrachtet wird. In der Realität haben jedoch auch die Leistungsgradienten der Kraftwerke einen erhebliche Einfluss für die Gesamt-Mindesterzeugung (die aus allen Anforderungen für einen sicheren Systembetrieb resultiert), da neben der Regelleistung insbesondere das Nachfahren der Residuallast-Gradienten erforderlich ist.

Die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung kann durch eine Kombination verschiedener Optionen bis auf null reduziert werden. Eine sehr wirkungsvolle Option dafür ist, dass dargebotsabhängige Erneuerbare Erzeugungsanlagen den durch sie verursachten zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise selbst vermeiden. Dies ist möglich, indem die Leistung der Anlagen so geregelt wird, dass deren Einspeisung die zuvor vermarktete Menge nicht überschreitet. Hierdurch können die Anforderungen an konventionelle Kraftwerke und die dafür notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung signifikant reduziert werden. Auch der Einsatz von Speicherkraftwerken verringert die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung erheblich. Weiterhin verringern flexible Kohle- oder GuD-Kraftwerke, insbesondere schnellstartbare Motorkraftwerke oder Gasturbinen, die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. Aus dem Stillstand können Gasturbinen Minutenreserve und Motorkraftwerke wie auch Pumpspeicherkraftwerke zusätzlich positive Sekundärregelleistung bereitstellen. Die hierzu notwendigen Technologien sind bereits in der Praxis vielfach erprobt und insb. im Umfang der untersuchten Varianten bereits vorhanden.

Durch die Bereitstellung von Primärregelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken kann die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung stark gesenkt werden. Diese Vorteile wirken jedoch nur, soweit die zuvor genannten Optionen bereits nutzbar sind.

Power-to-Heat-Anlagen (insbesondere mit direktelektrischer Wärmeerzeugung) können innerhalb von wenigen Sekunden auf Laständerungsanforderungen reagieren und so zur Bereitstellung aller Regelleistungsqualitäten genutzt werden. Mit diesen Anlagen kann die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung, insbesondere durch die Bereitstellung von negativer Regelleistung, gesenkt werden.

Es könnte gezeigt werden, dass für Kraftwerksparks, in denen a) regenerative Erzeugungsanlagen keinen zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung verursachen (d. h. Betriebsweise ohne Fahrplanüberschreitung), b) die positive Minutenreserve aus Kraftwerken mit kurzer Anfahrzeit (etwa durch Motorkraftwerke oder Gasturbinen) erbracht wird, und c) hydraulische Speicher oder Power-to-Heat-Anlagen die Primär- und Sekundärregelung sowie negative Minutenreserve übernehmen, keine regelleistungsbedingte Mindesterzeugung benötigt wird.

Summary

The rising share of renewable energy sources (RES) continuously presents new, but technically solvable challenges to the electricity system, concerning the provision of control reserve.

With the rising share of RES the demand for control reserve increases. The additional demand triggered by RES is strongly situation-related, i.e. it depends on the forecasted level of generation. In case of a low forecasted RES infeed level the additional demand for positive control reserve is very low, even if the total RES-share is high. From today's perspective, the possible improvements to forecast quality can significantly reduce additional control reserve demand.

The biggest share of additional control reserve demand is for positive and negative tertiary control reserve. The additional demand for quickly available secondary control reserve is comparatively small.

Medium-term forecast deviations, i.e. the deviation of day-ahead forecasts, revealed by the more precise short-term forecasts (for example 2 hours in advance) can be compensated - as already currently common - by the intraday market. Hence, only the - even through short-term forecast - unavoidable deviations of the RES infeed level require the provision of sufficient secondary and tertiary control reserve. With the largest additional demand being tertiary control reserve with a comparatively long response time of 15 minutes, only modest flexibility of power plants or other flexibility providers is required in order to compensate forecast deviations related to wind and solar power.

A situation-related variable dimensioning of control reserve depending on the forecast of RES infeed level can enable a more precise provision for each moment. The higher the penetration of the RES generation is, the more reasonable the transition to such a situation-related dimensioning and provision of control reserve becomes. However, an eventual decision has to be taken considering all economic and system-security related aspects.

The transition to intraday tenders from the actual day-ahead tenders for control reserve does not seem to be necessary. The intraday tender hardly reduces the demand of control reserve compared to a day-ahead tender, if intraday forecasts, such as it is already currently common practice, are used to compensate the hereby revealed deviations from day-ahead forecasts.

In electricity systems, even with large RES shares, conventional minimum generation is not required for the provision of control reserve, from a technical point of view. Conventional

minimum generation can be avoided for instance, if 1) RES generation does not cause any additional demand of negative control reserve (i.e. operation without exceeding the scheduled production through curtailment if necessary) and 2) positive tertiary control reserve is provided by power plants with short startup periods (such as gas-turbines or gas engines) and 3) primary and secondary control reserve as well as negative tertiary control reserve is provided by hydro storage power plants or power-to-heat plants. Since the forecasted level of RES infeed is always higher than the additional demand for positive control reserve caused by the renewables, no additional conventional generation capacities - compared to a system without renewables - are necessary to cover this additional demand of control reserve.

In order to improve the forecasts regarding the infeed level of wind and photovoltaic units and consequently to minimize the additional demand of control reserve, weather forecasts have to be optimized according to the demands of the energy meteorology. This issue especially requires numerical weather models as well as the data basis of the current meteorological conditions to be improved.

1 Einleitung und Hintergrund

Der sichere Betrieb elektrischer Netze erfordert eine kontinuierlich ausgeglichene Systembilanz, d. h. ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Abweichungen von diesem Gleichgewicht verändern die Netzfrequenz, deren Zielwert 50 Hertz beträgt und die nur in geringen Bandbreiten schwanken darf. Größere und längere Ungleichgewichte der Systembilanz gefährden die Systemstabilität. Daher muss die Systembilanz kontinuierlich überwacht und, im Bedarfsfall, durch korrektive Eingriffe wiederhergestellt werden. Hierfür erbringen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Diese umfasst die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung in den drei Reservequalitäten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (häufig auch als Tertiärregelleistung bezeichnet). Für langanhaltende Störungen der Systembilanz aufgrund von Kraftwerksausfällen wird von den fahrplanverantwortlichen Bilanzkreisen darüber hinaus sogenannte Stundenreserve vorgehalten, wobei Menge und Beschaffungsprozesse, anders als bei den von den ÜNB vorgehaltenen Regelleistungsqualitäten, nicht eindeutig geregelt sind.

Für den - mit dem Energiekonzept der Bundesregierung - angestrebten Umbau der Stromerzeugung, die langfristig weit überwiegend auf Erneuerbaren Energien (EE) basieren soll, ist die Frage der notwendigen Regelleistungsvorhaltung besonders wichtig:

- Einerseits kann die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen (anders als bei thermischen Kraftwerken, deren Einspeisung abgesehen von technischen Ausfallereignissen steuerbar ist), ex ante nicht exakt prognostiziert werden. Dies ruft somit kontinuierlich auszugleichende Ungleichgewichte der Systembilanz hervor, die mit einem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien zu einem steigenden Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung führen.
- Andererseits wird Regelleistung bisher überwiegend in thermischen Großkraftwerken, zu geringeren Anteilen auch in hydraulischen Kraftwerken und über Lastmanagement bereitgestellt. Diese Kraftwerke werden jedoch bei steigender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien immer weniger für die Lastdeckung benötigt und stehen deshalb auch für die Regelleistungsvorhaltung (aufgrund der geforderten kurzfristigen Aktivierungszeit) nur noch eingeschränkt zur Verfügung.

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt ein Forschungsvorhaben „Kraftwerkspark und Klimaschutz 2050: Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf und die resultierenden Flexibilitätsanforderungen an fossile Kraftwerke“ an ein Konsortium bestehend aus

Consentec GmbH, Aachen, dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser) und energy & meteo systems GmbH, Oldenburg, vergeben. Ziel dieses Vorhabens ist die systematische Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Erzeugungsleistungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf den Regelleistungsbedarf sowie die Mindesterzeugung fossiler Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung. Dabei sind unterschiedliche Einflussgrößen auf den Regelleistungsbedarf, z. B. installierte Leistung, prognostizierte Leistung (Einspeiseniveau), Prognosegüte, regionale Verteilung der Einspeisung, und Ausschreibungs-/Dimensionierungszeitpunkt sowie die Rückwirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark, z. B. die Flexibilitätsanforderungen zur Bereitstellung von Regelleistung bei niedriger Mindesterzeugung zu untersuchen.

Der vorliegende Bericht ist wie folgt gegliedert. In Kapitel 2 werden mögliche Ursachen für Bilanzungleichgewichte, das in Deutschland derzeit zur Regelleistungsbemessung eingesetzte Verfahren sowie dessen grundsätzliche Parametrierung im Rahmen dieser Untersuchung detailliert beschrieben. Kapitel 3 stellt anschließend detailliert die verwendete Datenbasis und Methodik im Hinblick auf die Parametrierung der EE-bezogenen Einflussgrößen dar. Dabei beschreibt Abschnitt 3.1 die allgemeinen Randbedingungen in Form unterschiedlicher betrachteter Lastniveaus sowie hinsichtlich der Rückwirkungen unterschiedlicher EE-Ausbauszenarien auf den Regelleistungsbedarf. Die folgenden Abschnitte erläutern die Modellierung der windbezogenen (Abschnitt 3.2) und der PV-bezogenen Einflussgrößen (Abschnitt 3.3) sowie die Einflussgrößen bei einer gemeinsamen Berücksichtigung Windenergie und Photovoltaik (Abschnitt 3.4).

Die Ergebnisse der durchgeführten Regelleistungsbemessungen werden schließlich ausführlich in Kapitel 4 erläutert und diskutiert. Dabei werden wind- und PV-bedingte Einflüsse zur besseren Identifikation systematischer Effekte zunächst getrennt dargestellt, da die Datenlage für die Windenergie deutlich besser als für die Photovoltaik. Kapitel 5 beschreibt anschließend die Möglichkeiten zur Bereitstellung der Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke und Speicher sowie die Auswirkungen der Flexibilität des Kraftwerksparks auf die Mindesterzeugung für die Bereitstellung von Regelleistung.

2 Methodik zur Ermittlung des Bedarfs an Regelleistung

Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Energie (d. h. ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch). Die Betriebsplanung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und alle damit verbundenen Prozesse wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen (insbesondere Kraftwerksausfälle sowie Prognosefehler der Last und dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien) immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Abweichungen von diesem Gleichgewicht, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Regelleistung ausgeglichen werden müssen.

Nach der in dieser Studie unterstellten Vorzeichenkonvention müssen positive Bilanzabweichungen (Erzeugungsüberschuss/Lastdefizit/positive Prognosefehler) durch den Einsatz negativer Regelleistung, während negative Bilanzabweichungen (Erzeugungsdefizit/Lastüberschuss/negative Prognosefehler) durch den Einsatz positiver Regelleistung ausgeglichen werden müssen.

Dies geschieht durch die Primärregelleistung (kurz PRL, Stoppen des Frequenzabfalls/-anstiegs nach einer Bilanzabweichung), Sekundärregelleistung (kurz SRL, Ablösung der PRL und Rückführung der Frequenz auf den Sollwert) und Minutenreserveleistung (kurz MRL, Ablösung der SRL, um diese wieder frei einsetzen zu können). Dabei muss die Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig verfügbar sein, die Sekundärregelleistung innerhalb von 5 Minuten und die Minutenreserveleistung innerhalb von 15 Minuten.

2.1 Ursachen von Bilanzungleichgewichten

Bei der Quantifizierung des Regelleistungsbedarfs durch die ÜNB werden die folgenden Ursachen für Bilanzungleichgewichte berücksichtigt [1]:

- Kraftwerksausfälle,
- Lastrauschen/kurzfristige Lastschwankungen,
- Prognosefehler von EE-Einspeisung und Last,
- Fahrplansprünge und sonstige aus dem im Stundentakt ablaufenden Stromhandel herrührende Einflussfaktoren.

Diese Einflussgrößen werden im Folgenden näher analysiert und hinsichtlich ihrer Relevanz für die vorliegende Studie bewertet.

2.1.1 Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung

Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist wie bei allen technischen Anlagen beschränkt. Für den nicht vorhersehbaren Ausfall von Kraftwerksanlagen muss deshalb (ausschließlich positive) Regelleistung vorgehalten werden. Dabei ist nach den geltenden Regularien der ÜNB, in dessen Regelzone ein Kraftwerk angeschlossen ist, bis zu einer Stunde nach dessen Ausfall für die Ausregelung eines durch den Kraftwerksausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich (exakt: vier Viertelstunden i. S. d. Fahrplananmeldung und Abrechnung, einschließlich der Viertelstunde, während der der Ausfall auftritt).

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten der Kraftwerke nur über statistische Kenngrößen beschreiben. Um eine valide Datenbasis zu erhalten, ist die Analyse einer ausreichend großen statistischen Grundgesamtheit erforderlich. Aus diesem Grund hat eine spezielle Auswertung der seit mehreren Jahrzehnten vom VGB PowerTech e.V., Essen (VGB) geführten Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik stattgefunden. Der VGB hat dazu, nach Erzeugungstechnologien getrennt, für Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung > 100 MW die Verfügbarkeitsstatistik der Jahre 1988-2006 mit insgesamt 2058 erfassten Kraftwerksbetriebsjahren ausgewertet und die Zahl der durchschnittlichen jährlichen Ausfälle, separiert nach Voll- und Teilausfällen, und die ausgefallene Leistung bei Teilausfällen analysiert. Da die Datenbasis Kraftwerksbetriebsjahre ausweist, stellen die so ermittelten Häufigkeiten bedingte Ausfallhäufigkeiten dar mit der Bedingung, dass der jeweilig Block vor dem Ausfall in Betrieb gewesen ist. Ausfälle im Stillstand, z. B. in Form von im Rahmen der Revision aufgedeckten technischen Defekten, werden nicht berücksichtigt, da hierfür keine Regelleistung vorgehalten werden muss. Die in Tab. 1 wiedergegebenen Ausfallkenngrößen sind im Rahmen von [2] erstmals derart systematisch ermittelt worden. Gleichzeitig sind sie aktueller und statistisch deutlich besser abgesichert als bisher vorliegende Daten aus unterschiedlichen Quellen. Sie repräsentieren somit den Stand der Technik. Die in Tab. 1 wiedergegebenen Ausfallkenngrößen werden daher im Rahmen dieser Studie zur Beschreibung des Ausfallverhaltens von Kraftwerken verwendet.

Tab. 1: Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken entsprechend der Auswertung des VGB

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Relative Leistungsein- schränkung bei Teilausfall in %
Kernkraft	1,1	1,2	27
Steinkohle	6,6	4,2	32
Braunkohle	4,5	1,7	37
Öl/Gas	3,9	1,1	50
GuD ²	12,1	7,3	32
Gasturbinen	2,5	0,3	50

Die angegebenen Ausfallhäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende, nicht disponible Ereignisse, die zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die unmittelbar nach einer solchen Leistungsreduzierung auftretenden Leistungsungleichgewichte müssen bis zur Ablösung durch eigene Reserveleistung des Kraftwerksbetreibers durch den Einsatz von Sekundärregel- und Minutenreserve ausgeglichen werden. Wegen der nicht gegebenen Prognostizierbarkeit von Kraftwerksausfällen kann Minutenreserve erst nach ihrem Eintritt aktiviert werden. Auftretende Bilanzungleichgewichte müssen also bis zur deren Verfügbarkeit (nach maximal 15 Minuten) ausschließlich durch Sekundärregelung ausgeglichen werden. Daher wird der Einfluss von Kraftwerksausfällen auf die Vorhaltung der unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten dadurch abgebildet, dass zusätzlich, in Konsistenz zu den vom VGB verwendeten Ausfallhäufigkeiten, für die Bemessung von Sekundärregelung eine Ausfalldauer (bzw. Wirkungsdauer) von 15 Minuten und für die Bemessung von Minutenreserveleistung von 60 Minuten berücksichtigt wird. Nach 60 Minuten geht nach der heutigen Prozessorganisation die Verantwortung für den in Folge des Kraftwerksausfalls notwendigen Bilanzausgleich vom ÜNB auf den betroffenen Kraftwerksbetreiber über.

Das in Abschnitt 2.2 beschriebene analytische Bemessungsverfahren erfordert die Abbildung jeder einen Regelleistungsbedarf verursachenden Einflussgröße über eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung. Der Beitrag eines Total- und Teilausfalls jedes Kraftwerksblocks zur Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für Kraftwerksausfälle berechnet sich nach den im Folgenden angegebenen Formeln (s_{teil} beschreibt dabei den Anteil der gesamten Blockleistung, der bei einem Teilausfall ausfällt). Dabei wird auf Basis der oben angegebenen Wirkungsauern (t_{wirk}) je eine

² Die zugrundeliegenden Ausfallereignisse betreffen sowohl ältere wie neuere GuD-Anlagen. Sie müssen demnach nicht unbedingt den aktuellsten Stand der Technik widerspiegeln. Statistisch belastbare Zahlen ausschließlich für neuere Kraftwerke liegen jedoch nicht vor.

Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für die Berücksichtigung bei der Bemessung der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung bestimmt.

$$P_{total} \quad \text{mit} \quad \Pr(P = P_{total}) = h_{total} t_{wirk} / 8760 \frac{h}{a} \quad (2.1)$$

$$P_{teil} = P_{total} S_{teil} \quad \text{mit} \quad \Pr(P = P_{teil}) = h_{teil} t_{wirk} / 8760 \frac{h}{a} \quad (2.2)$$

Für das zu berücksichtigende konventionelle Kraftwerkssystem können wir uns auf die bei Consentec vorliegende, in vielfältigen Studien erfolgreich eingesetzte Kraftwerksdatenbank mit detaillierter Abbildung aller deutschen Kraftwerksblöcke ab 100 MW stützen. Die Betrachtung von Blöcken mit einer Nennleistung größer als 100 MW ist für die Regelleistungsbemessung ausreichend, da ein Einfachausfall, aber auch ein Doppel- und Dreifachausfall, von kleineren Blöcken so geringe Bilanzabweichungen hervorruft, dass er ohne Relevanz für das Bemessungsergebnis bleibt, und Mehrfachausfälle höherer Ordnung (gleichzeitiger Ausfall mehrerer kleiner Blöcke) so unwahrscheinlich sind, dass ihre Wahrscheinlichkeit unterhalb des akzeptierten Defizitniveaus liegt.

Ausgehend vom heutigen Kraftwerkspark werden für die durchzuführenden Regelleistungsbemessungen zwei Änderungen am Kraftwerkspark vorgenommen. Erstens werden die heute noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke als Konsequenz des beschlossenen Kernenergieausstiegs von den Betrachtungen ausgeschlossen und zweitens werden alle heute im Bau befindlichen Kraftwerke zusätzlich berücksichtigt [3].

2.1.2 Stochastisches Verhalten der Lasten

Aus der Abweichung von Prognosewert und tatsächlicher Last resultieren Bilanzungleichgewichte, deren Ausregelung die Vorhaltung von Regelleistung erfordert. Bei der Regelleistungsbemessung geht man davon aus, dass sich nur langsam ändernde, lastbedingte Bilanzungleichgewichte durch verzögert aktivierbare Minutenreserve ausgeglichen werden können, während schnelle Veränderungen den Einsatz von Sekundärregelleistung erfordern.

Bei einer probabilistischen Regelleistungsbemessung werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in Lastrauschen und Lastprognosefehler (siehe Abb. 1) unterteilt [4].

Hierbei bezeichnet man Abweichungen des ¼-Stunden-Mittelwerts der Last von dem in diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom ¼-stündlichen Mittelwert als Lastrauschen.

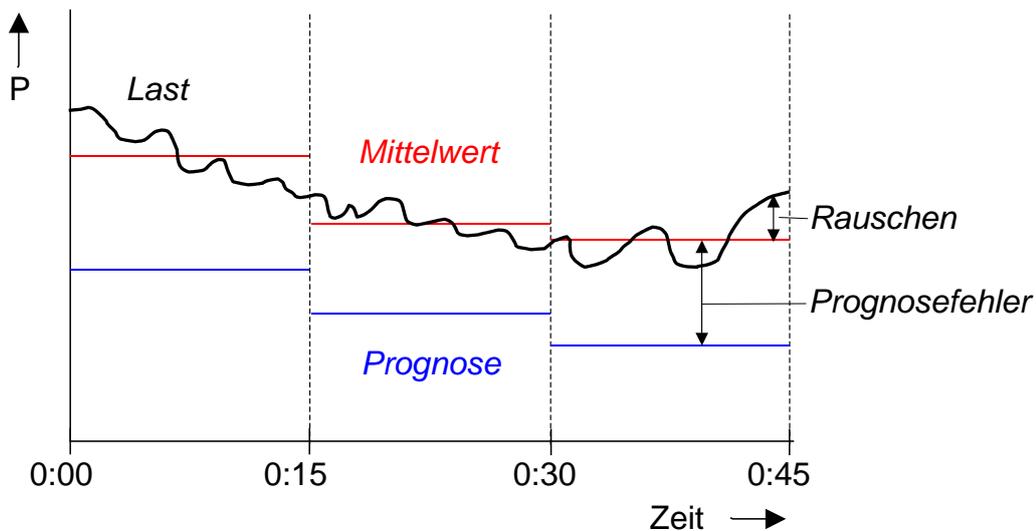


Abb. 1: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last

Die empirische Bestimmung von Lastrauschen und Lastprognosefehler ist mit öffentlich verfügbaren Daten nicht möglich, da notwendige Eingangsdaten nicht vorliegen (Regelzonenlastprognose) bzw. Einflüsse nicht sauber voneinander separiert werden können. Die Bundesnetzagentur hat aber im Rahmen von [2] und einer darauf aufbauenden Folgeuntersuchung Daten bei den Übertragungsnetzbetreibern erhoben und zugestimmt, dass diese Daten auch für die hier beschriebene Untersuchung verwendet werden können.

Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast. Aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen diese Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Die übliche Vorgehensweise bei Regelleistungsbemessungen impliziert den Ausgleich längerfristig bestehender Abweichungen zwischen Lastprognose und $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwert der Last durch Minutenreserve. Im Lastrauschen erfasst wird deshalb als Residuum die Abweichung der Momentanwerte vom $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwert. Da die Bilanzabweichungen durch Lastrauschen nicht prognostizierbar sind und sich sehr kurzfristig verändern, können sie ausschließlich durch Sekundärregelleistung ausgeglichen werden.

(Last-)Prognosefehler

Entsprechend den Marktregeln in Deutschland werden regelzonenweite Lastprognosen nicht erstellt. Die Erstellung von Lastprognosen ist vielmehr Teil des Bilanzkreismanagements der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese sind jedoch nicht zur Offenlegung ihrer Lastprognosen gegenüber den ÜNB verpflichtet. Somit können die ÜNB weder auf eigene Prognosedaten noch auf Daten

Dritter zurückgreifen, um die stochastischen Eigenschaften des Lastprognosefehlers zu untersuchen. Für die Modellierung des Lastprognosefehlers bieten sich daher zwei Möglichkeiten:

- In früheren Regelleistungsbemessungen wurde der Lastprognosefehler als vorzeichenrichtige Überlagerung der Lastprognosefehler der Bilanzkreise mit einer mittelwertfreien Normalverteilung beschrieben. Deren Standardabweichung wurde mit 2-3 % der Regelzonenhöchstlast angenommen.
- Alternativ besteht die Möglichkeit, eine statistische Auswertung der als Zeitreihe vorliegenden Summe aus Regelleistungseinsatz und ungewolltem Regelzonenaustausch im 15-min-Raster, welche um Sondereffekte wie Kraftwerksausfälle bereinigt wurde, durchzuführen. Die Standardabweichung der so erhaltenen Verteilung kann als Maß für den Regelzonen-Prognosefehler herangezogen werden. Diese Größe umfasst jedoch nicht nur den eigentlich gesuchten Lastprognosefehler, sondern wird überlagert durch andere (im 15-min-Raster nicht mittelwertfreie) Effekte, wie den auf den Wirkungsbereich der Sekundärregel- und Minutenreserve zurückfallenden Regelleistungsbedarf durch Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung.

Vergleiche beider Methoden zeigen die Überlegenheit des letztgenannten Ansatzes. Hierfür spricht insbesondere, dass die über den Regelzonen-Prognosefehler beschriebenen tatsächlich beobachteten Bilanzabweichungen deutlich niedriger liegen, als die theoretischen Werte, gewonnen aus einer Approximation des Lastprognosefehlers über eine Normalverteilung mit 2%-Standardabweichung bezogen auf die Regelzonenhöchstlast.

Gleichzeitig zeigt die Analyse der Verteilungsfunktionen des Regelleistungseinsatzes deutliche Abweichungen von der Form einer Normalverteilung, gerade im Bereich der für die Bemessung relevanten Ränder. Wir werden deshalb, auch in dieser Untersuchung den Prognosefehler auf Basis gemessener Regelleistungseinsätze approximieren. Hierfür können die in [1] verwendeten Daten im 15-min-Raster aus dem Erhebungszeitraum 01.05.2009 bis 30.04.2010 verwendet werden.

Um isoliert den Einfluss dargebotsabhängiger Einspeisung aus Wind und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf betrachten zu können, erweist es sich als notwendig, den Einfluss von EE-Einspeisung und Last auf den Regelzonenprognosefehler – anders als in der heutigen Bemessungspraxis üblich – zu separieren. Dies ist für die vorgeschlagene Datenbasis insofern möglich, als das für denselben Zeitbereich Daten zum Bilanzfehler der EEG-Bilanzkreise der deutschen ÜNB auf Basis von Zählerwerten erhoben wurden und eine Bereinigung des Prognosefehlers um diesen Anteil somit von uns durchgeführt werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht der gesamte

EEG-Bilanzfehler in den EEG-Bilanzkreisen der ÜNB sichtbar ist. Insbesondere die Bilanzabweichungen durch PV-Prognosefehler werden z. T. durch die Verteilnetzbetreiber ausgeglichen. Dieser Anteil ist jedoch nicht quantifizierbar und daher nicht zu separieren.

Lastrauschen

Zur Quantifizierung des Lastrauschens wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Zeitraum vom 27.04.2010 bis zum 10.05.2010 im 1-min-Raster die regelzonenscharfe vertikale Netzlast gemessen. Die vertikale Netzlast stellt in diesem Zusammenhang eine Approximation der nicht messbaren Größe Regelzonenlast dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die gemessenen Werte zum Lastrauschen insbesondere auch kurzfristige Schwankungen der dezentralen Erzeugung in Verteilungsnetzen enthalten. Dies ist messtechnisch nicht separierbar. Im Vergleich zu der im Rahmen dieser Studie unterstellten Entwicklung mit einer Vervielfachung der installierten Leistung dezentraler Erzeugung sind diese Anteile jedoch gering und können deshalb vernachlässigt werden.

Die Analyse der zeitlichen Abweichung der vertikalen Netzlast von ihrem Viertelstundenmittelwert zeigt, dass das Lastrauschen nicht – wie in der Literatur oftmals angegeben – als normalverteilte Größe beschrieben werden kann, sondern eine abweichende Verteilung aufweist. In dieser Studie wird daher die mit der o. g. Datenbasis in [1] empirisch ermittelte Verteilung des Lastrauschens verwendet.

2.1.3 Dargebotsabhängige Einspeisung

Die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung in einen Fahrplan macht eine Prognose erforderlich, welche immer auch mit einem Prognosefehler behaftet ist und damit Regelleistungsbedarf hervorruft. Weiterhin erfordern auch kurzfristige Änderungen der dargebotsabhängigen Erzeugung, im Folgenden als EE-Rauschen bezeichnet, die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. Die Auswirkungen dargebotsabhängiger Erzeugung auf den Regelleistungsbedarf stehen im Rahmen dieser Studie im Fokus der Untersuchung, weshalb eine detailliertere Behandlung als bisher notwendig ist.

Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung

Auf die exakte Bestimmung und Berücksichtigung des Prognosefehlers aus dargebotsabhängiger Erzeugung wird bei der Beschreibung der Detailspekte und Datenbasis im folgenden Kapitel genauer eingegangen (Windenergie: siehe Abschnitt 3.2.1; PV: siehe Abschnitt 3.3.1).

Modellierung des EE-Rauschens

Neben der Berücksichtigung der Auswirkung von EE-Einspeisung auf Minuten- und Stundenreserve durch Prognosefehler und in Verfeinerung der von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit angewandten Methodik werden im Rahmen dieser Studie erstmalig auch die Auswirkungen der EE-Einspeisung auf die Sekundärregelleistung untersucht. Die grundsätzliche methodische Vorgehensweise orientiert sich dabei an der Behandlung von Lastschwankungen, die in Prognosefehler des Viertelstundenmittelwerts und Abweichungen der Momentanlast von diesem Mittelwert aufgeteilt werden. Entsprechend werden, für die Bemessung der Gesamtreserve (wie bisher) Prognosefehler der EE-Einspeisung von ihrem Viertelstundenmittelwert berücksichtigt, gleichzeitig wird jedoch bei der Bemessung der Sekundärregelleistung als zusätzlicher Einflussfaktor die Abweichungen der Momentaneinspeisung von ihrem Mittelwert einbezogen und damit auch der Einfluss der Gradienten der EE-Einspeisung berücksichtigt.

Zur exakten quantitativen Beschreibung dieser kurzfristigen Einspeisungsänderungen müssten Messungen oder Hochrechnungen der tatsächlichen Einspeisung im Zeitraster deutlich unterhalb von 15 min vorliegen (vergleiche Lastrauschen). Diese Daten liegen nur für eine sehr begrenzte und damit nicht als repräsentativ anzusehende Zahl von EE-Einspeisungen vor.

Daher kommt zur Modellierung des EE-Rauschens ein approximativer Ansatz (siehe Abb. 2) zum Einsatz, wobei angenommen wird, dass sich die Momentaneinspeisung in einem Korridor bewegt, der sich um die bekannten Viertelstundenmittelwerte der Einspeisung aufspannt. Bei Kenntnis der Breite und der Verteilungsdichte der Momentanwerte in diesem Korridor kann daraus eine synthetische Verteilungsdichtefunktion der Abweichungen der Momentaneinspeisungen vom Viertelstundenmittelwert gewonnen werden, die dann bei der Bemessung der Sekundärregelleistung berücksichtigt wird.

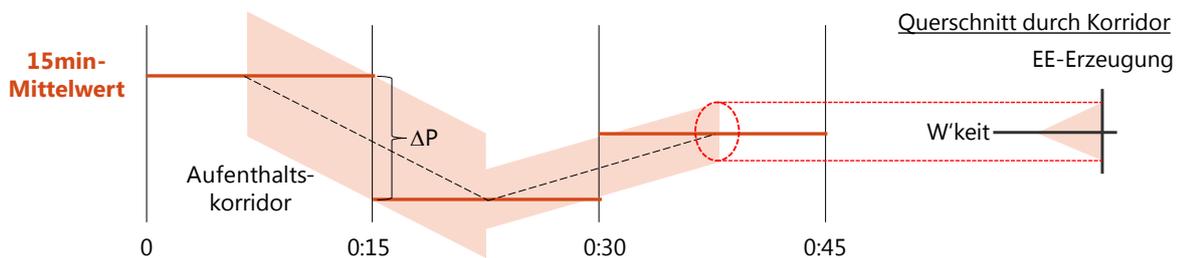


Abb. 2: Korridor der momentanen EE-Einspeisung um bekannte Viertelstundenmittelwerte

Hinsichtlich der Breite des Korridors gehen wir von der absoluten Abweichung der beiden aufeinanderfolgenden Viertelstundenmittelwerte (ΔP) der EE-Einspeisung aus. Als Dichteverteilung

der Momentanwerte in diesem Korridor nehmen wir eine Dreiecksverteilung an, die durch die zu den Rändern des Korridors abnehmende Aufenthaltswahrscheinlichkeit die größere Wahrscheinlichkeit einer kontinuierlichen Einspeisungsänderung entlang der direkten Verbindung zwischen den Viertelstundenmittelwerten (gestrichelte Linie in Abb. 2) widerspiegelt.

Die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung erfolgt auf Basis einer Zeitreihe der Viertelstundenmittelwerte der EE-Einspeisung:

- Aus zwei aufeinanderfolgenden Viertelstundenmittelwerten kann der 15-min-Gradient der EE-Einspeisung berechnet werden.
- Jeder aufgetretene Gradient in der Datenbasis wird im 1-min-Raster als Stützstellen abgetastet (zeitliche Abtastung). Diese Abtastung entspricht der Auflösung der vorliegenden Datenbasis zur Modellierung des Lastrauschens.
- Für jede dieser Stützstellen auf der Zeitachse wird eine symmetrische Dreiecksverteilung der Breite ΔP um die in Abb. 2 als gestrichelte Linie dargestellte lineare Einspeisungsänderung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Viertelstundenmittelwerten bestimmt. Diese Verteilung beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Momentaneinspeisung um x MW von der linearen Einspeisungsänderung abweicht (Leistungsachse).
- Jede Dreiecksverteilung wird mit ausreichend vielen Stützstellen diskretisiert (Abtastung der Leistungsachse; hier: 99 Stützstellen jeweils für den Bereich $-\Delta P/2 \dots 0$ und $0 \dots +\Delta P/2$ sowie eine Stützstelle für $P = 0$). Jede dieser Stützstellen auf der Leistungsachse liefert somit die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer bestimmten theoretisch angenommenen Momentaneinspeisung.
- Für jede dieser angenommenen Momentaneinspeisungen ergibt sich das EE-Rauschen als Differenz zum jeweils relevanten Viertelstundenmittelwert sowie die korrespondierende Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer entsprechenden Bilanzabweichung.
- Die Überlagerung der Leistungs-Wahrscheinlichkeits-Wertepaare aller Dreiecksverteilungen aller zeitlichen Stützstellen aller Gradienten liefert abschließend die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung möglicher Bilanzabweichungen durch kurzfristige Einspeisungsänderungen.

Zur Veranschaulichung der mit der vorgenannten Methodik erzielten Ergebnisse zeigt Abb. 3 beispielhaft die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Bilanzabweichungen durch kurzfristige Änderungen der Windeinspeisung, die man bei einer angenommenen installierten Windleistung von

30 GW erhält. Es handelt sich um eine um 0 symmetrische Verteilungsfunktion mit einem ausgeprägten Dichtemittel bei Bilanzabweichungen von 0. Weiterhin ist zu erkennen, dass das Rauschen der Windenergieerzeugung (in der verwendeten Näherungslösung) nur zu verhältnismäßig kleinen Bilanzabweichungen führt.

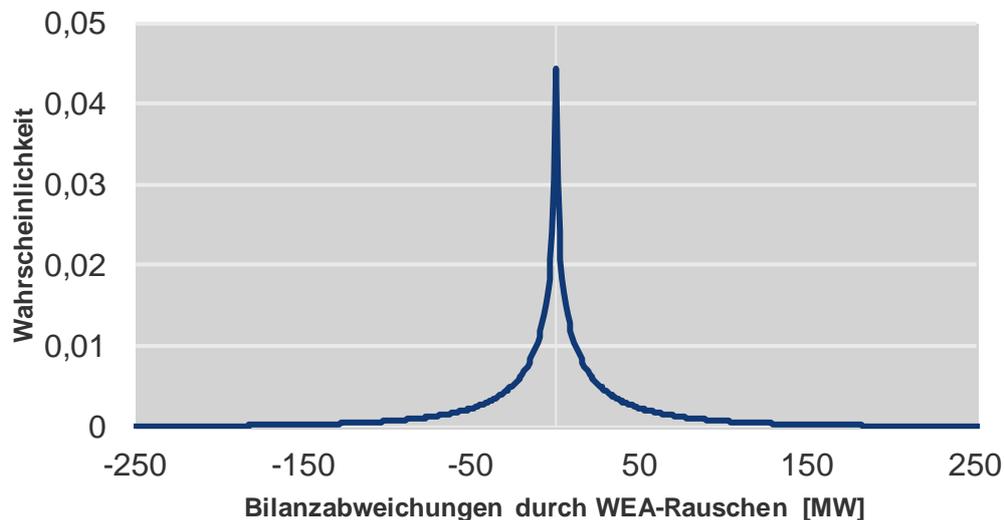


Abb. 3: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Bilanzabweichungen durch kurzfristige Änderungen der Windeinspeisung (Annahme: installierte Windleistung 30 GW)

An dieser Stelle wird bereits darauf hingewiesen, dass eine objektiv „richtige“ Parametrierung des beschriebenen Modells aufgrund der bereits genannten beschränkten Datenverfügbarkeit derzeit nicht möglich ist. Insbesondere die gegenseitige Beeinflussung und Korrelation von EE-Rauschen, Lastrauschen und der Einspeisungsvolatilität konventioneller Kraftwerke sind nicht zu parametrieren. Des Weiteren besitzt das Modell einige Parametrierungs-Freiheitsgrade, wie z. B. die Breite und die Form der Einspeisungsverteilung innerhalb des Korridors. Aufgrund dieser Parametrierungsunsicherheiten ist der auf Basis des Modells bestimmte SRL-Bedarf in Abhängigkeit vom EE-Rauschen ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet, was bei der Interpretation der Ergebnisse zur Regelleistungsdimensionierung zu berücksichtigen ist.

2.1.4 Fahrplansprünge

In der Praxis sind zwei voneinander losgelöste Effekte zu beobachten, die zu einem unvorhergesehenen Fahrplansprung (FPS) und somit zu Regelleistungsbedarf führen können:

- Veränderung der Stromaußenbilanz von Deutschland durch Handelsaktivitäten
- Stunden- statt ¼-Stunden-Bewirtschaftung von Bilanzkreisen.

Sprünge im Sollaustausch einer Regelzone infolge von Stromhandelsaktivitäten und damit Veränderungen in der Einspeiseleistung von Kraftwerken können aus technischen Gründen nicht instantan umgesetzt werden. Beim Auftreten eines Fahrplansprungs erfolgt deshalb eine rampenförmige Anpassung (Erhöhung oder Reduzierung) des vom Sekundärregler überwachten Sollaustauschs der Regelzone. Diese erstreckt sich über einen Zeitbereich von bis zu 10 Minuten. In diesem Zeitbereich erfolgt auch die physische Anpassung der Einspeiseleistung der Kraftwerke. Dabei kann es durch nicht vollständige Synchronizität der Anpassung des vom Sekundärregler einer Regelzone überwachten Sollaustauschs und der physikalischen Einspeisungsänderung zu Bilanzungleichgewichten und in der Folge zu Regelleistungsbedarf kommen.

Eine weitere Ursache für das Auftreten eines volatilen Regelleistungsbedarfs ergibt sich durch die Bewirtschaftung großer Lastbilanzkreise ausschließlich im Stundenraster. Dabei prognostizieren die Bilanzkreise den Verbrauch innerhalb einer Stunde energetisch korrekt. Innerhalb der Stunde auftretende Lastrampen werden jedoch nicht nachgefahren. Mögliche Ursachen hierfür können

- eine Lastdeckung ausschließlich über Börsenhandelsprodukte, die nur im Stundenraster handelbar sind, sowie
- die zunehmende Steuerung von Kraftwerken aus Handels- und Vermarktungsperspektive und damit intensivierte Anstrengungen der Kraftwerksbetreiber zur Vermeidung von Rampen bei Wechseln der Solleinspeisung sein. Für das vorliegende Problem würde sich dabei eine sehr strikte Orientierung an dem für die Vermarktung genutzten Stundenprofil in mehrfacher Hinsicht als kontraproduktiv erweisen, da sehr schnelle Lastwechsel einerseits zu erhöhter Anlagenbeanspruchung und damit erhöhtem Verschleiß führen, andererseits eine rampenförmige Einspeisungsänderung den Verlauf der Netzlast deutlich besser nachbilden würde.

Da beide Effekte stark von dem zukünftigem Marktdesign und dem Verhalten der Marktteilnehmer abhängig und im Rahmen dieser Studie schwer prognostizierbar sind, gleichzeitig in der Größenordnung von nachrangiger Bedeutung sind, werden wir diese Einflussfaktoren im Rahmen der beschriebenen Studie nicht detailliert modellieren.

2.2 Analytisches Verfahren

Der Bedarf an Regelleistung zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches Verfahren bestimmt, das auf dem Faltungsalgorithmus basiert. Mit diesem Ver-

fahren können die für den Regelleistungsbedarf relevanten Einflussfaktoren berücksichtigt werden, wie das Ausfallverhalten der Kraftwerke, Regelzonen-Prognosefehler, das kurzfristige Lastrauschen, sowie weitere mögliche Ursachen für Bilanzungleichgewichte, z. B. aufgrund von Handelsaktivitäten oder dem Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung.

Das angewandte Verfahren basiert auf der Methode nach Graf/Haubrich [4, 2] und bildet in der von uns angewandten Implementierung seit mehreren Jahren die anerkannte Grundlage für die Regelleistungsbemessung aller deutschen ÜNB. Es beruht auf dem Ansatz, dass die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können. Die dazu erforderliche Unkorreliertheit der gefalteten Einflussgrößen ist bei der Regelleistungsbemessung sehr weitgehend erfüllt. Bilanzabweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Regelleistung auszugleichen.

Die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- (Pr_U) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D). Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Werte ermittelt, bei denen die Einhaltung von Pr_D und Pr_U gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Regelleistung.

Abb. 4 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

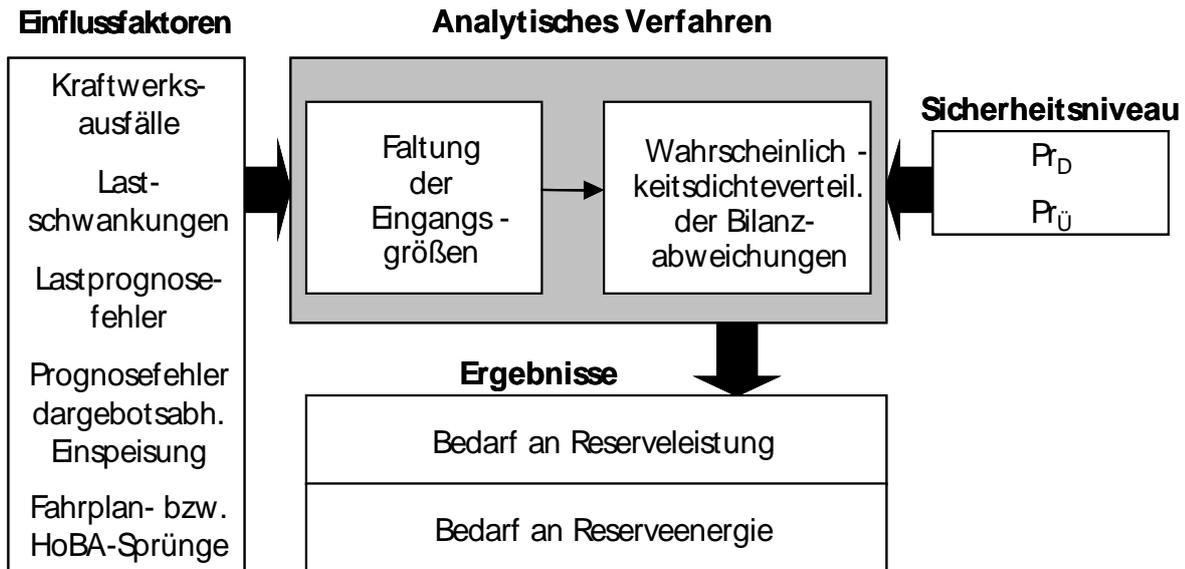


Abb. 4: Analytisches Verfahren zur Regelleistungsbemessung

2.3 Abgrenzung unterschiedlicher Regelleistungsqualitäten

2.3.1 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve

Das Prinzipschema aus Abb. 4 beschreibt zunächst nur die Ermittlung *einer* Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten. In der Realität ist aber zu berücksichtigen, dass nicht ausregelbare Leistungsdefizite bzw. Überschüsse aufgrund von zwei separaten Effekten auftreten können:

- Setzt man eine vollständige Substituierbarkeit von Minutenreserveleistung (MRL) durch Sekundärregelleistung (SRL) voraus (in der Literatur auch als Vorwärtspoolung bezeichnet), kann einerseits die in Summe in beiden Qualitäten vorgehaltene Gesamtregelleistung (GRL, Summe aus SRL und MRL) zu gering sein, um eine auftretende Bilanzabweichung auszuregeln. In diesem Fall entsteht ein *Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve*.
- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtregelleistung vorhanden, diese jedoch z. B. nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelleistung allein nicht ausreicht und die Minutenreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (*Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelleistung*).

Bei der Abgrenzung von SRL und MRL ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Gesamtreservebedarf zwar durch das Zusammenwirken aller Einflussgrößen bestimmt wird, dass jedoch, wie bereits bei der Beschreibung der einzelnen Einflussgrößen diskutiert, nur ein Teil dieser Einflussgrößen auch einen Bedarf an schneller Regelleistung, also SRL verursacht (siehe Abb. 5).

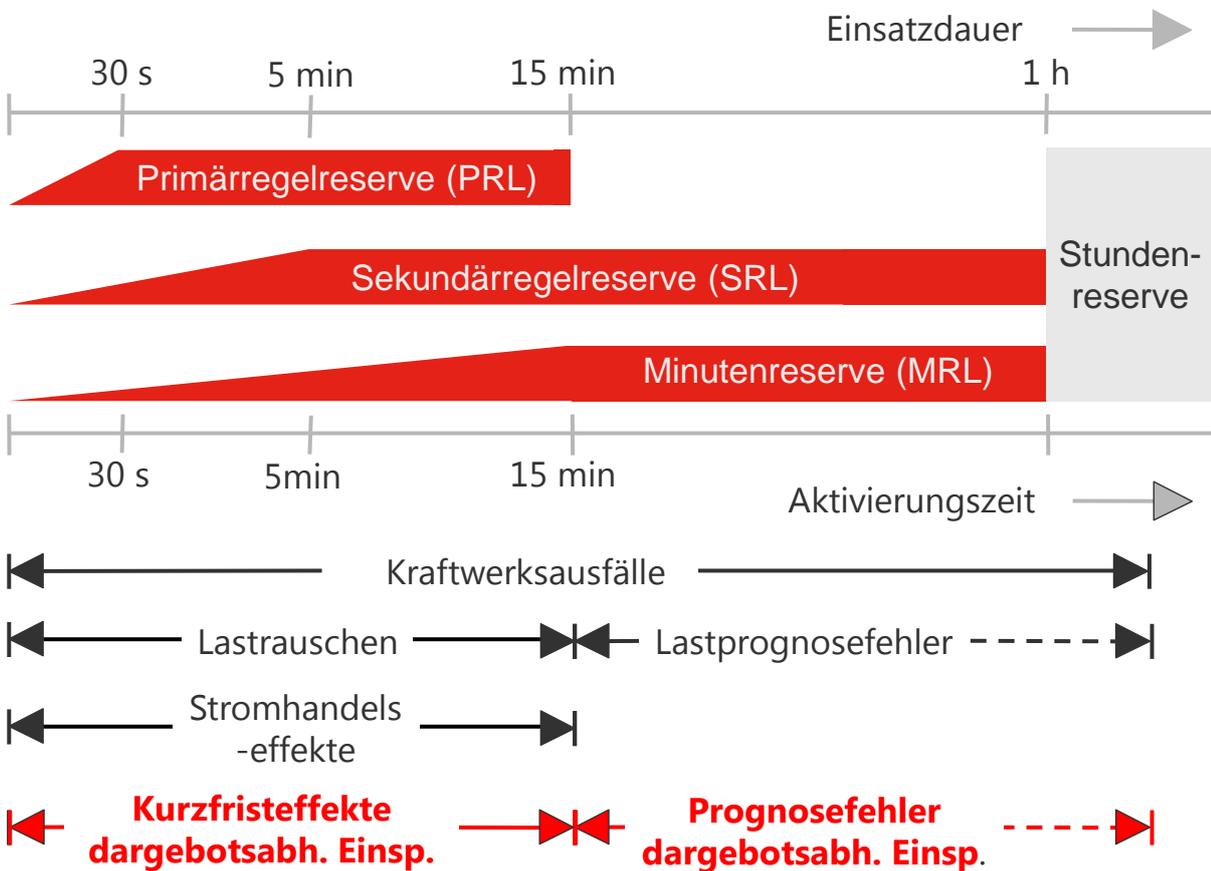


Abb. 5: Einsatz der Regelleistungsarten in verschiedenen Zeitbereichen

Dass alle Einflussgrößen, die auf einer Prognose beruhen (Lastprognosefehler und Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung) auch über den in Abb. 5 angegebenen Zeitraum von einer Stunde hinaus wirksam sein können und Regelleistungsbedarf verursachen, wird durch die gestrichelten Pfeile verdeutlicht.

Abb. 6 verdeutlicht die beiden unterschiedlichen Ursachen nicht ausreichender Reservevorhaltung noch einmal anhand zweier exemplarischer Ereignisse und klärt die Zuordnung entstehender Defizitzeiten zu den beiden genannten Defizitursachen. Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch das Ereignis 1 wird demnach der Ursache „unzureichende SRL“ zugeordnet, da hier keine ausreichende SRL, wohl aber ausreichende GRL vorliegt. Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch das Ereignis 2 wird hingegen der Ursache „unzureichende GRL“ zugeordnet, da hier keine

ausreichende GRL (wenn auch hier gleichzeitig keine ausreichende SRL) vorliegt. Damit wird deutlich, dass ein Leistungsdefizit in den ersten 15 Minuten nur dann der Ursache nicht ausreichender Sekundärregelleistung zugeordnet wird, wenn die vorgehaltene GRL ausreicht, um das Defizit zu decken. Eine derartige Zuordnung zu nur einer Defizitursache ist notwendig, um eine doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten zu vermeiden.

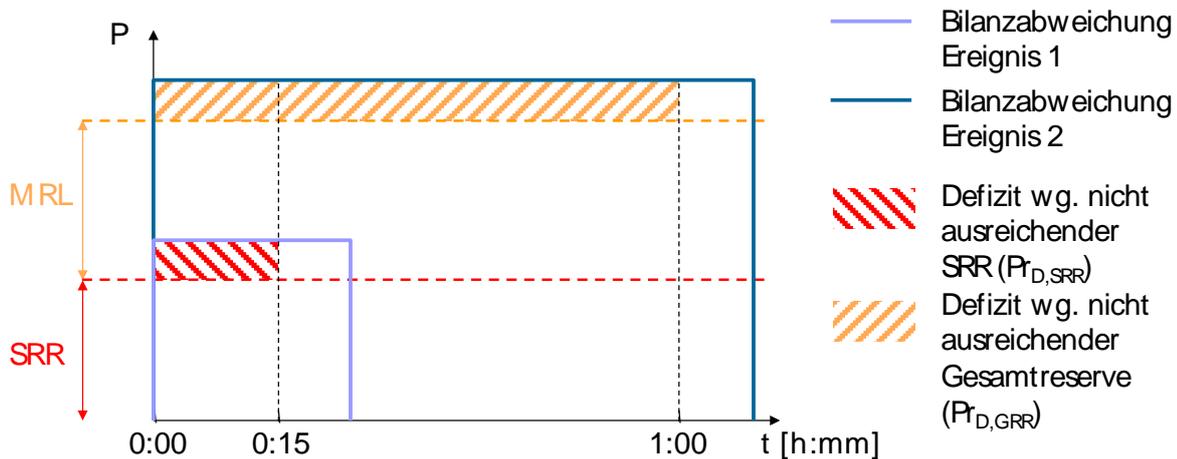


Abb. 6: Exemplarische Darstellung der Zuordnung von Bilanzabweichungen zu den verschiedenen Defizitursachen

Basierend auf dieser Zuordnung auftretender Defizite können nun SRL und GRL in einem mehrstufigen Prozess bestimmt werden. Dafür ist jedoch unabdingbar, das tolerierte Gesamtdefizitniveau vorab auf die beiden möglichen Defizitursachen aufzuteilen. Sich daraus ergebende Freiheitsgrade werden im weiteren Verlauf noch diskutiert. Die einzelnen Schritte bei der Regelleistungsbemessung sind wie folgt (siehe Abb. 7):

- Zunächst wird die für die GRL relevante Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung durch Faltung *aller* Einflussgrößen bestimmt. Dabei werden Kraftwerksausfälle mit einer Wirkungsdauer von 1h berücksichtigt. Dies entspricht der Zeit, die durch vom Netzbetreiber vorgehaltene Regelleistung unabhängig von deren Qualität abgedeckt werden muss. Die Gleichzeitigkeit mehrerer Kraftwerksausfallereignisse spielt somit für die Reservebemessung dann eine Rolle, wenn diese innerhalb der jeweils ersten Stunde nach Kraftwerksausfall auftritt. Betragen das akzeptierte Defizit bzw. der akzeptierte Überschuss aufgrund unzureichender GRL (Defizit/Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/U, GRL}$) jeweils $x\%$, kann die vorzuhaltende GRL als $x\%$ bzw. $1-x\%$ Quantil der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Im zweiten Schritt wird durch Faltung der für SRL-Vorhaltung relevanten Einflussgrößen die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den SRL-Bedarf bestimmt. Dabei wird die

Wirkungsdauer von Kraftwerksausfällen zu 15 min angesetzt, weil für den Zeitbereich nach 15 min von einer Ablösung durch MRL ausgegangen wird.

- Diese Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird nun an beiden Seiten an den Stellen der zuvor bestimmten notwendigen GRL-Vorhaltung (an den x % bzw. $1-x$ % Quantilen der GRL-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung) abgeschnitten, größere im SRL-Bereich relevante Bilanzabweichungen werden somit nicht weiter betrachtet. Dieser Beschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung reflektiert die oben getroffene vollständige und vom betrachteten Zeitbereich unabhängige Zuordnung von Bilanzabweichungen, die die Gesamtreservevorhaltung übersteigen, zur Defizitursache unzureichender GRL. Sie verhindert die doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten. Diese Vorgehensweise unterscheidet sich von früheren Ansätzen der Regelleistungsbemessung und kann zu Verschiebungen im Verhältnis zwischen SRL und MRL führen.
- Analog zur Vorgehensweise bei der Festlegung der vorzuhaltenden GRL kann nun die vorzuhaltende SRL aus der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRL $Pr_{D/U, SRL}$ und den entsprechenden Quantilen der beschnittenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden. Die akzeptierte Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRL $Pr_{D/U, SRL}$ resultiert dabei aus $Pr_{D/U, GRL}$ und der insgesamt akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/U}$ nach $Pr_{D/U, SRL} = Pr_{D/U} - Pr_{D/U, GRL}$.
- Die vorzuhaltende MRL ergibt sich dann als Differenz aus vorzuhaltender GRL und vorzuhaltender SRL.

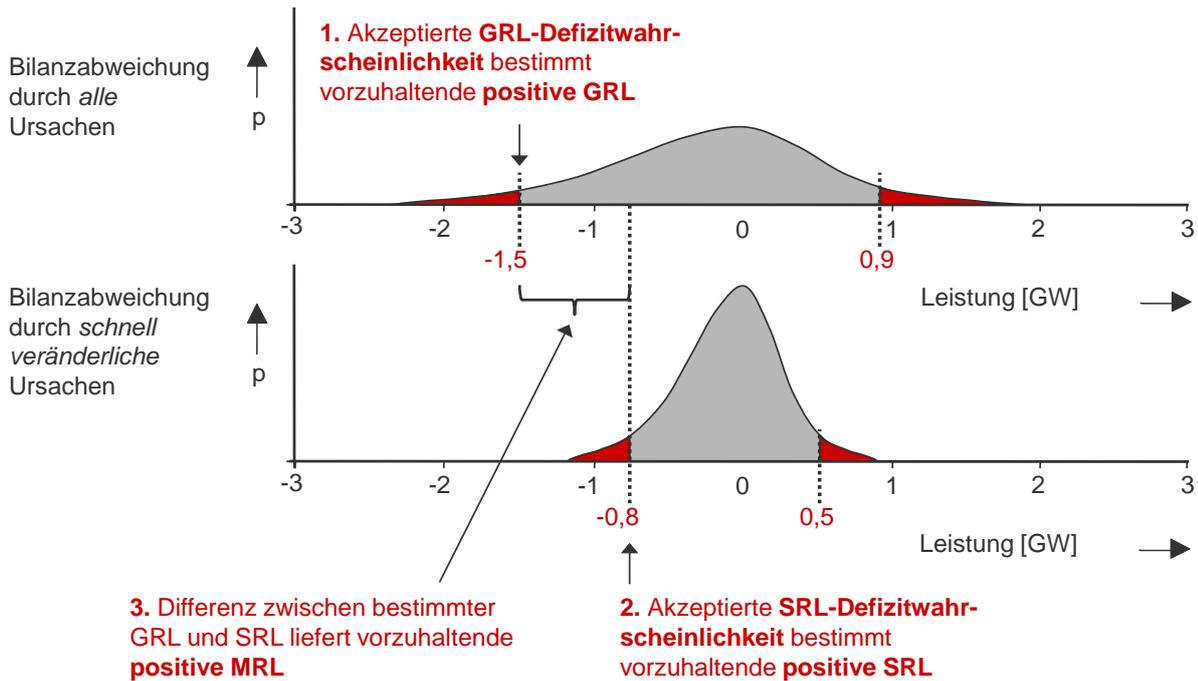


Abb. 7: Methodik zur Bestimmung der SRL und GRL

Wie oben erwähnt, stellt die Aufteilung des insgesamt tolerierten Defizitniveaus auf beide Defizitursachen prinzipiell einen Freiheitsgrad dar. Die resultierenden Abhängigkeiten sind stark nichtlinear. Für ein vorgegebenes Defizitniveau erhält man den in Abb. 8 skizzierten typischen Verlauf der notwendigen GRL in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelleistung.

Jeder Punkt der Kurve führt zu einer identischen gesamten Defizitwahrscheinlichkeit und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschließlich SRL vorgehalten, so ergibt sich das Leistungsdefizit vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der GRL (siehe Abb. 8). Die vollständig in Form von SRL vorgehaltene GRL ist in diesem Fall minimal. Im Falle einer minimalen SRL können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden. Die Höhe der GRL ist hingegen weitgehend ausreichend ($\text{Pr}_{D/U, GRL} \approx 0\%$). Es ist zu berücksichtigen, dass der Extremfall einer minimalen SRL-Vorhaltung wegen anderer Anforderungen an die SRL-Vorhaltung (z. B. Wurzelkurven aus dem UCTE Operations Handbook [5]) im Regelfall nicht realisierbar sein dürfte.

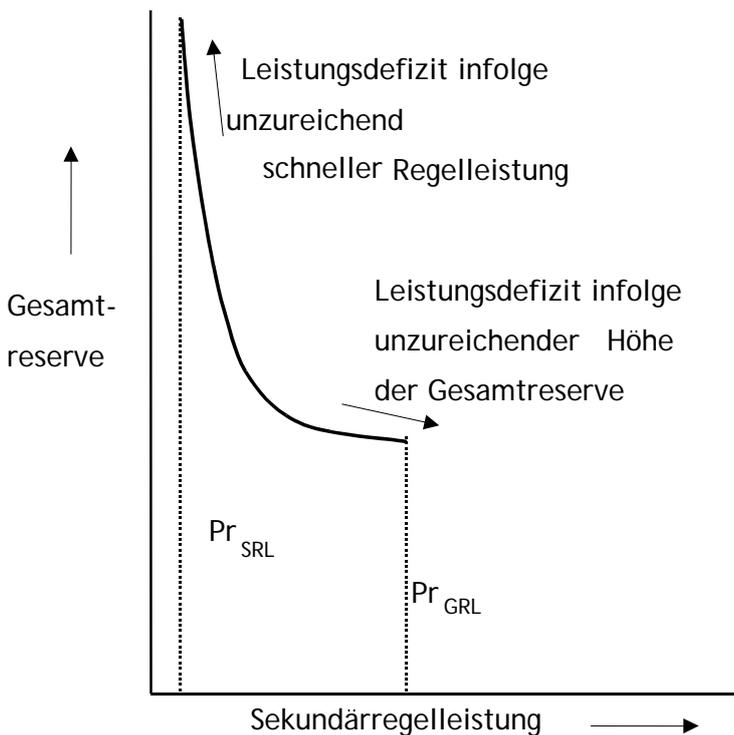


Abb. 8: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Prinzipiell sind aber verschiedene Aufteilungen auf die beiden Regelleistungsqualitäten zulässig. Eine eindeutige Entscheidung erfordert deshalb weitere technische oder wirtschaftliche Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Regelleistungsvorhaltung oder die Maximierung der Flexibilität im Regelleistungseinsatz.

Zur besseren Vergleichbarkeit orientieren wir uns bzgl. der anzusetzenden Defizit- und Überschusswahrscheinlichkeiten an den Ansätzen aus [1], die mit der Bundesnetzagentur abgestimmt sind und von den Übertragungsnetzbetreibern umgesetzt werden. Demnach liegt $Pr_{D/\bar{U}, SRL}$ bei 0,0025 % und $Pr_{D/\bar{U}, GRL}$ bei 0,0225 %. Für $Pr_{D/\bar{U}, SRL} + Pr_{D/\bar{U}, GRL}$ ergibt sich somit ein Wert von 0,025 %.

2.3.2 Zusätzliche Berücksichtigung von Stundenreserve

Im Projekt soll für den zu betrachtenden Planungshorizonte 1 neben dem Bedarf an SRL und MRL auch der Bedarf an Stundenreserve (HRL) bestimmt werden.³

³ Die Stundenreserve muss hier innerhalb von 2 Stunden vollständig verfügbar sein.

Hinsichtlich der Bemessung des notwendigen Umfangs von Stundenreserve ist zunächst zu beachten, dass es sich hierbei bisher nicht um ein reguliertes Produkt handelt, entsprechend, anders als bei SRL und MRL, kein allgemein anerkanntes Verfahren zur Bemessung existiert. Eine objektive Festlegung des vorzuhaltenden Umfangs von Stundenreserve ist jedoch durch die analoge Erweiterung der heutigen Bemessungsmethodik für SRL und MRL um einen weiteren Schritt möglich. Die dazu im Rahmen dieser Studie angewendete Vorgehensweise wird im Folgenden beschrieben:

- Im ersten Schritt wird die sogenannte vollständige Regelleistung (VRL), die Summe aus SRL, MRL und HRL, bestimmt. Hierfür werden alle Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen für Bilanzungleichgewichte, die von einer der drei Regelleistungsqualitäten ausgeglichen werden müssen, miteinander gefaltet (hinsichtlich der Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen, siehe Erläuterungen in Abschnitt 2.3.1). Dies kann – in den Sensitivitätsuntersuchungen – insbesondere auch die Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen über den heute üblichen Horizont von einer Stunde hinaus beinhalten. Akzeptierte Defizit- und Überschusswahrscheinlichkeit für VRL müssen separat festgelegt werden (s.u.).
- Danach werden GRL, MRL und SRL wie zuvor beschrieben bestimmt. Dabei erfolgt ein Beschneiden der GRL-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung an den Stellen der zuvor bestimmten VRL. Dieses Vorgehen entspricht der oben beschriebenen Methodik zur Abgrenzung von SRL und GRL.
- Die vorzuhaltende HRL ergibt sich dann analog zur Abgrenzung zwischen SRL und MRL als Differenz aus VRL und GRL.

Für die Festlegung der zu verwendenden Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeiten bei zusätzlicher Berücksichtigung von HRL gibt es keinen eindeutig richtigen Ansatz. Offensichtlich erscheint jedoch, dass, wegen der einfacheren Substituierbarkeit des Produktes HRL z. B. durch an in- und ausländischen Intraday-Märkten beschaffte Leistung im Vergleich zu MRL und erst recht zu SRL deutlich höhere Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeiten zu akzeptieren sind. Andererseits ist eine klare Abgrenzung zur Bestimmung der unter Versorgungssicherheitsaspekten notwendigen gesicherten Leistung zu ziehen, wo man üblicherweise mit Defizitniveaus von ca. 1 % arbeitet.

Für die Szenarien, in denen die HRL explizit berücksichtigt wird, berücksichtigen wir daher eine Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit ($Pr_{D/\bar{U}}$) aus $Pr_{D/\bar{U}, SRL} + Pr_{D/\bar{U}, SRL+MRL} + Pr_{D/\bar{U}, SRL+MRL+HRL}$ von 0,1 %.

Für die Bemessung von SRL und MRL werden die gegenüber einer Bemessung ohne HRL unveränderten Ansätze von $Pr_{D/\bar{U}, SRL}$ von 0,0025 % und $Pr_{D/\bar{U}, SRL} + Pr_{D/\bar{U}, SRL+MRL}$ von 0,025 % verwendet.

In den Szenarien, in denen die HRL nicht explizit berücksichtigt wird, ergibt sich (wie zuvor beschrieben) die Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit ($Pr_{D/\bar{U}}$) aus $Pr_{D/\bar{U}, SRL} + Pr_{D/\bar{U}, SRL+MRL}$ zu 0,025 % mit einer Defizitwahrscheinlichkeit von 0,0025 % für nicht ausreichende SRL ($Pr_{D/\bar{U}, SRL}$).

Diese Vorgehensweise reflektiert, dass Stundenreserve auch heute im Markt vorgehalten und z. B. über Kurzfristmärkte beschafft wird, auch wenn sie nicht als reguliertes Produkt besteht. Eine explizite Quantifizierung des Bedarfs verringert damit nicht gleichzeitig den Bedarf an SRL und MRL.

2.4 Einfluss des Planungshorizontes auf die Regelleistungsvorhaltung

Auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung haben (neben der Definition der zur Deckung des Regelleistungsbedarfs verwendeten Produkte) zwei weitere Faktoren einen großen Einfluss: der zeitliche Vorlauf mit dem die für die Regelleistungsbemessung verwendeten Prognosen erstellt werden (d. h. die Zeitdauer die zwischen Prognose- und Einspeisezeitpunkt), der den Prognosefehler bestimmt und durch die Regelleistung ausgeglichen werden muss sowie der zeitliche Vorlauf, mit dem die Regelleistung beschafft wird.

Dieser Einfluss wird in der vorliegenden Studie in verschiedenen Szenarien zu den Planungshorizonten untersucht. Es werden zunächst zwei Planungshorizonte⁴ unterschieden, die nachfolgend kurz charakterisiert werden. Anschließend werden die jeweils betrachteten Einflussfaktoren noch einmal im Überblick dargestellt.

⁴ Zusätzlich wird ein dritter Planungshorizont („Day-Ahead“) als Sensitivität betrachtet, der eine Regelleistungsbemessung und -beschaffung ausschließlich auf Basis bereits Day-Ahead vorhandener Informationen und Prognosen unterstellt. In der heutigen Praxis des Regelleistungseinsatzes werden jedoch Bilanzabweichungen, die durch Kurzfristprognosen mit einigen Stunden Vorlauf absehbar sind, nicht durch den Einsatz von SRL und MRL sondern z. B. durch Intraday-Handel ausgeglichen. Dies hat zur Folge, dass die Ergebnisse der Regelleistungsbemessungen im Planungshorizont „Day-Ahead“ einen systematisch höheren Regelleistungsbedarf aufweisen, als dies bei heutiger Praxis von Regelleistungsbemessung und -beschaffung der Fall ist. Die Ergebnisse dieses Planungshorizontes sollen ausschließlich zur Prüfung dienen, ob der in Planungshorizont 1 ermittelte Bedarf an Stundenreserve – so wie heute üblich ist – immer an einem ausreichend liquiden Intraday-Markt bezogen werden kann, ohne ein höheres Defizitniveau zu riskieren (siehe Kapitel 4.2.8). Um aus den unterschiedlichen Rahmenbedingungen möglicherweise resultierende Missverständnisse zu vermeiden, wird der Planungshorizont „Day-Ahead“ ausschließlich im Anhang dieses Berichts behandelt.

Planungshorizont 1 beschreibt ein Szenario, in dem eine Vermarktung der EE-Erzeugung und die Fahrplananmeldung am Vortag (Day-Ahead) auf Basis der Day-Ahead-Prognose erfolgen. Der Regelleistungsbedarf (Summe aus HRL, MRL und SRL) wird auf Basis der Day-Ahead-Prognose dimensioniert und Day-Ahead beschafft. Die Aufteilung dieser Regelleistung auf MRL und SRL erfolgt unter Berücksichtigung der Verteilung der 2h-ahead-Prognosefehler bedingt auf das Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau (siehe auch Abschnitt 3.2.1). Auf Basis der Intraday Prognose (hier mit einem zeitlichen Vorlauf von zwei Stunden) wird am Folgetag positive HRL eingesetzt, falls die Intraday Prognose niedriger als die Day-Ahead Prognose ist. Es gibt jedoch keinen Einsatz von negativer HRL zum Ausgleich dieser längerfristig absehbaren Prognosefehler. Day-ahead dimensionierte und beschaffte MRL und SRL werden für den Ausgleich der auch mit kurzfristigen Prognosen (2h-ahead-Prognose) nicht vermeidbarer Prognosefehler der EE-Erzeugung eingesetzt.

Anders als in diesem Szenario werden in der heutigen Praxis jedoch Bilanzabweichungen, die durch Kurzfristprognosen mit einigen Stunden Vorlauf absehbar sind, nicht durch den Einsatz von Regelleistung sondern z. B. durch Intraday-Handel ausgeglichen. Somit wird in der heutigen Praxis der hier ermittelte Regelleistungsbedarf an HRL bereits an einem ausreichend liquiden Intraday-Markt beschafft und nur ein wesentlich geringerer Gesamtbedarf an Regelleistung ausgeschrieben. Dies zeigt, dass aus dem Ergebnis der Regelleistungsbemessung im Planungshorizont 1 nicht gefolgert werden kann, dass HRL als zusätzliche Regelleistungsqualität separat vorgehalten werden muss. Der bemessene HRL-Bedarf soll vielmehr als Indikator für das notwendige Volumen eines Intraday-Markts zum Ausgleich mittelfristig absehbarer EE-bedingter Bilanzabweichungen dienen. Ist der Intraday-Markt ausreichend liquide⁵, dann muss die vorzuhaltende Gesamt-Regelleistung nicht (wie in Planungshorizont „Day-Ahead“) auf Basis der bei der Day-Ahead Prognose auftretenden Prognosefehler der Erneuerbaren Energien dimensioniert werden. Dann reicht vielmehr – so wie heute üblich – eine Dimensionierung der Regelleistung in Form von SRL und MRL auf die mit der Intraday Prognose verbundenen Prognosefehler aus, selbst wenn die Regelleistung (wie bisher MRL) bereits Day-Ahead beschafft wird⁶.

⁵ Der zusätzliche Regelleistungsbedarf durch erneuerbare Energien führt zu keinem erhöhten Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung am Strommarkt, was eine Voraussetzung für einen ausreichend liquiden Intraday-Markt ist. Dies ist das Ergebnis von Kapitel 4.2.8.

⁶ Aufgrund der Day-Ahead-Beschaffung der Regelleistung sind hier jedoch die Verteilungen der 2h-ahead-Fehler bedingt auf das Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau zu berücksichtigen (siehe auch 3.2.1). d.h. es wird der 2h-ahead-Fehler in Abhängigkeit von der Höhe des Day-Ahead prognostizierten Einspeiseniveaus berücksichtigt.

Durch die für dieses Szenario angewandte separate Betrachtung von Day-Ahead-Prognosefehlern bei der Bestimmung der Stundenreserve (über die VRL) und 2-hour-ahead-Prognosefehlern bei der Bemessung von SRL und MRL können Gegenläufigkeiten dieser beiden Prognosefehler und ihre Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf im Bemessungsverfahren nicht berücksichtigt werden. Dies ist allerdings auch nicht notwendig, weil die Bemessung der kürzerfristig einzusetzenden SRL und MRL auch bei einem Einsatz der HRL zum Ausgleich der mit den Intradayprognosen absehbaren Prognosefehler auf jeden Fall ausreichend ist, dies gilt insbesondere für das beschriebene Einsatzkonzept:

- Es wird keine negative HRL zum Ausgleich der EE-Prognosefehler (Differenz zwischen d-1- und h-2-Prognosefehler) vorgehalten und eingesetzt, da stattdessen die über den d-1 prognostizierten Fahrplanwert hinausgehende EE-Einspeisung im Betrieb abgeregelt werden kann. Negative MRL/SRL wird ausschließlich für den h-2-EE-Prognosefehler (und die sonstigen kurzfristigen Bilanzabweichungen) vorgehalten. Da keine negative HRL eingesetzt wird, kann es per Definition kein Gegeneinanderregeln negativer HRL und positiver MRL/SRL geben. Im Rahmen der Regelleistungsbemessung wird das beschriebene Einsatzkonzept berücksichtigt, indem der Anteil der negativen VRL, der ggf. über die bemessene negative GRL hinausgeht, ignoriert wird.
- Positive HRL wird hingegen eingesetzt, um ein mittelfristig absehbares EE-Einspeisungsdefizit (Differenz zwischen d-1- und h-2-Prognosefehler) auszugleichen. Zum Ausgleich von Prognosefehlern im kurzfristigen Zeitbereich (kürzer als h-2) muss positive MRL/SRL vorgehalten und eingesetzt werden, jedoch auch bei diesem Einsatzkonzept maximal im Umfang des h-2-Prognosefehlers. Gegeneinanderregeln von positiver HRL und negativer SRL/MRL zum Ausgleich von EE-Prognosefehlern kann dann auftreten, wenn zum Ausgleich des zum Zeitpunkt h-2 prognostizierten EE-Einspeisungsdefizit positive HRL eingesetzt wird und dadurch im kurzfristigen Zeitbereich durch den Abruf von negativer MRL/SRL gegengeregelt werden muss. In diesem Fall kann der Einsatz negativer MRL/SRL und damit ein Gegeneinanderregeln ebenfalls durch ein Absenken der EE-Einspeisung im Umfang der sonst zusätzlich zu aktivierenden negativen MRL vermieden werden (siehe auch Abschnitt 4.5 und 5.3).

Konkret gehen die in Abb. 9 aufgeführten Eingangsdaten in die verschiedenen Bemessungsschritte ein. Es wird auch eine Sensitivitätsuntersuchung zu den Auswirkungen einer zentralen Regelleistungsvorhaltung für Kraftwerksausfälle über den heutigen Stundenhorizont hinaus durchgeführt. Die Angabe des bemessungsrelevanten EE-Prognosefehlers erfolgt in Abb. 9 und

allen weiteren Tabellen dieser Art unter Angabe zweier Zeitpunkte (in Abb. 9 beispielsweise „d-1 / d-1“). Dabei gibt der erste den Prognosezeitpunkt an (hier Day-Ahead-Prognose) und der zweite den Zeitpunkt zur Bestimmung der relativen EE-Einspeisung für eine situationsabhängige Regelleistungsbemessung. Der EE-Prognosefehler d-1 / d-1 beschreibt also den Day-Ahead-Prognosefehler separiert nach der Day-Ahead prognostizierten, relativen EE-Einspeisung.

Planungshorizont 1				Sensitivität
Ursachen für Bilanzabweichungen	SRL	SRL+MRL	SRL+MRL+HRL	SRL+MRL+HRL
Kraftwerksausfälle mit 15 min Wirkungsdauer	✓			
Kraftwerksausfälle mit 1h Wirkungsdauer		✓	✓	
Kraftwerksausfälle mit <= 1 Tag Wirkungsdauer				✓
Lastprognosefehler		✓	✓	✓
Lastrauschen	✓	✓	✓	✓
EE-Prognosefehler d-1 / d-1			✓	✓
EE-Prognosefehler h-2 / d-1		✓		
EE-Rauschen	✓	✓	✓	✓

Abb. 9: Eingangsdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont 1

Planungshorizont 2 geht von einem Paradigmenwechsel im Marktdesign hin zu grundsätzlich kurzfristiger orientierten Märkten aus, wobei eine ausreichende Liquidität im Kurzfristbereich vorausgesetzt wird. Insbesondere erfolgen sämtliche Fahrplananmeldungen mit einem Vorlauf von lediglich zwei Stunden zum Betrieb. Entsprechend erfolgt die Vermarktung der EE-Erzeugung vollständig gemäß 2h-ahead-Prognose. Auch MRL- und SRL-Bedarf werden zu diesem Zeitpunkt dimensioniert und beschafft. MRL und SRL müssen mit Blick auf die EE-Erzeugung dann lediglich den zu diesem Zeitpunkt noch bestehenden, von der Höhe der 2h-ahead-Prognose abhängigen Prognosefehler ausgleichen. Dabei erhebt die Untersuchung dieses Planungshorizonts explizit nicht den Anspruch ein unmittelbar in der Praxis umsetzbares Marktdesign zu formulieren, sondern soll grundsätzliche bei kurzfristigeren Marktprozessen zu erwartende Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf aufzuzeigen.

Konkret gehen die in Abb. 10 aufgeführten Eingangsdaten in die verschiedenen Bemessungsschritte ein.

Planungshorizont 2			Sensitivität
Ursachen für Bilanzabweichungen	SRL	SRL+MRL	SRL+MRL
Kraftwerksausfälle mit 15 min Wirkungsdauer	✓		
Kraftwerksausfälle mit 1h Wirkungsdauer		✓	
Kraftwerksausfälle mit 2h Wirkungsdauer			✓
Lastprognosefehler		✓	✓
Lastrauschen	✓	✓	✓
EE-Prognosefehler h-2 / h-2		✓	✓
EE-Rauschen	✓	✓	✓

Abb. 10: Eingangdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont 2

3 Detailaspekte und Datenbasis der Regelleistungsbemessungen

Im Folgenden werden die verfügbare Datenbasis und die angewandte Methodik zur Parametrierung der untersuchten Einflussgrößen beschrieben. Bei der Durchführung der darauf aufbauenden Regelleistungsbemessungen werden die folgenden in der vom Umweltbundesamt verfassten detaillierten Leistungsbeschreibungen enthaltenen Nebenbedingungen berücksichtigt:

- Beibehaltung des heutigen Defizitniveaus für Regelleistung.
- Unterstellung einer gesamtdeutschen Regelzone für die Regelleistungsbemessung⁷.
- Der konventionelle Erzeugungspark wird zur isolierten Betrachtung des Einflusses von Windenergie bzw. PV-Anlagenausbau auf die Regelleistung als näherungsweise konstant angenommen.

Die Regelleistungsbemessungen erfolgen jeweils für unterschiedliche Ausprägungen mehrerer Einflussgrößen auf den Regelleistungsbedarf. Dazu werden die einzelnen Einflussgrößen jeweils unabhängig voneinander in definierten Grenzen variiert. Die dabei für Windenergie und Photovoltaik betrachteten Einflussgrößen sind:

- Lastniveau (Schwachlast, Starklast)
- Installierter Leistung von Windenergieanlagen (11 Ausprägungen zwischen 0 und 120 GW) bzw. PV-Anlagen (7 Ausprägungen zwischen 0 und 100 GW)
- Relative prognostizierte Windenergieeinspeisung (insgesamt 6 Einspeiseklassen (Stützstellen) zwischen 2 % und 70 % der installierten Leistung) bzw. PV-Einspeisung (jeweils 3 Einspeiseklassen (Stützstellen) differenziert nach Sommer- und Winterhalbjahr)
- Prognosegüte der EE-Leistungsprognose (Status quo, zukünftig erwartete Prognosegüte in Kombination mit einer anderen Anlagentechnik).

Für die Windenergie wird zudem der Einfluss der regionalen Verteilung der WEA-Anlagen sowie die Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle durch die ÜNB untersucht.

⁷ Die Dimensionierung des Reservebedarfs erfolgt deutschlandweit im Sinne der Vorgaben des Umweltbundesamtes zur Betrachtung einer gesamtdeutschen Regelzone. Dabei sei darauf hingewiesen, dass auch die derzeitige Praxis mit vier unabhängigen Regelzonen und Kooperation im Rahmen des Netzregelverbundes zu identischen Bemessungsergebnissen führt.

Der bei allen Analysen betrachtete Einfluss des Lastniveaus wird in Abschnitt 3.1 beschrieben. Die Variation der Last- und EE-bezogenen Einflüsse haben auch Auswirkungen auf den Kraftwerkspark, der wiederum Rückwirkungen auf den auch für Kraftwerksausfälle vorzuhaltenden Regelleistungsbedarf hat. Die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark werden in Abschnitt 3.1.2 betrachtet. Die detaillierte Analyse der EE-bezogenen Einflüsse erfolgt in den Unterabschnitten 3.2 bis 3.4.

3.1 Gemeinsame Randbedingungen der Analysen

3.1.1 Variation des Lastniveaus

Bei der Variation des Lastniveaus werden zwei Einflussfaktoren berücksichtigt:

- die Spitzenlast sowie
- das Lastniveau.

Hinsichtlich der Spitzenlast gehen wir von einer unveränderten Spitzenlast auf heutigem Niveau aus. Die Auswertung der von ENTSO-E veröffentlichten historischen Lastzeitreihe des Jahres 2010 zeigt eine Höchstlast für Deutschland von ca. 80 GW. Ausgehend von diesem Bezugswert werden Lastniveaus von 50 % (40 GW) und 100 % (80 GW) der deutschlandweiten Höchstlast betrachtet.

Lastabhängigkeit des Lastrauschens

In Voruntersuchungen wurde mit Blick auf die in dieser Studie zu berücksichtigenden unterschiedlichen Lastniveaus geprüft, ob es einen systematischen Zusammenhang zwischen der absoluten Höhe der Netzlast und dem gemessenen Lastrauschen (siehe Abschnitt 2.1.2) gibt. Die Untersuchung zeigt, dass hohes Lastrauschen weder bei besonders hoher noch bei besonders niedriger Netzlast vorliegt, sondern ein tendenziell hohes Lastrauschen insbesondere im Bereich mittlerer Netzlasten auftritt. Da mittlere Netzlasten typischerweise dann vorliegen, wenn sich die Netzlast deutlich ändert, z. B. bei steigenden oder fallenden Lastrampen in den Morgen- oder Abendstunden, und damit besonders volatil ist, erscheint dieses Verhalten der Last plausibel. Für sehr hohe und sehr niedrige Netzlast, deren Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf in dieser Studie untersucht werden sollen, weist das Lastrauschen hingegen sehr ähnliche Eigenschaften auf. Aus diesem Grund wird für die Regelleistungsbemessungen keine nach dem jeweiligen Lastniveau unterteilte Verteilung des Lastrauschens, sondern stets die gesamte Verteilung berücksichtigt (siehe Abb. 11).

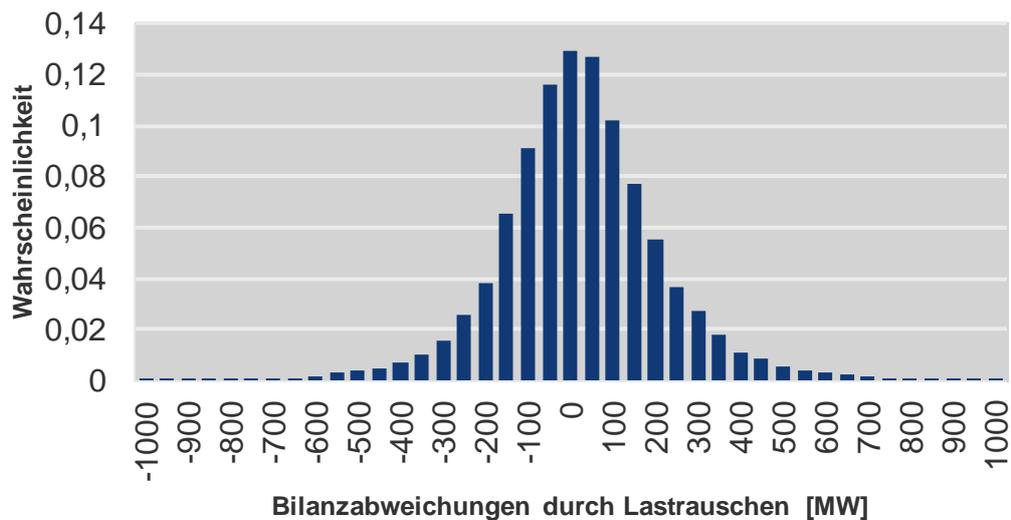


Abb. 11: Empirisch ermittelte Verteilung des Lastrauschens

Lastabhängigkeit des Lastprognosefehlers

Auch für den Lastprognosefehler wurde analysiert, ob es einen systematischen Zusammenhang zwischen einem besonders hohen und niedrigen Lastniveau und dem Lastprognosefehler gibt. Anders als beim Lastrauschen liegt ein derartiger Zusammenhang für den Lastprognosefehler tatsächlich vor (siehe Abb. 12)

Die Analyse der entsprechenden Verteilung des Lastprognosefehlers bei Starklast (hier interpretiert als die 40 % der Zeitpunkte mit der höchsten Last) und Schwachlast (40 % der Zeitpunkte mit der geringsten Last) zeigt, dass bei Starklast die tatsächliche Last tendenziell unterschätzt wird (vermehrt negative Bilanzabweichungen; Erwartungswert (EW) der Verteilung: -175 MW), während bei Schwachlast die Last tendenziell überschätzt wird (vermehrt positive Bilanzabweichungen; EW: +165 MW). Dieses Verhalten ist auch bei der Analyse von Verteilungen des Prognosefehlers dargebotsabhängiger Erzeugung in Abhängigkeit vom Erzeugungsniveau zu beobachten und daher grundsätzlich plausibel.

Welche „fundamentalen“ Faktoren jedoch im Detail zu einem derartigen Verhalten des Lastprognosefehlers führen und wie sich diese zukünftig möglicherweise entwickeln, kann im Rahmen dieser Studie nicht geklärt werden. Sofern die Lastniveauabhängigkeit des Lastprognosefehlers auf aktuell bestehende Marktregeln zurückzuführen ist, kann insbesondere nicht ausgeschlossen werden, dass eine Veränderung der Marktregeln eine Veränderung der Lastabhängigkeit des Last-

prognosefehlers bedingen kann. Da die deutlich unterschiedlichen Eigenschaften des Lastprognosefehlers für Stark- und Schwachlast potenziell Auswirkungen auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung in Abhängigkeit vom Lastniveau haben können, werden für die Regelleistungsbemessungen die in Abb. 12 dargestellten Verteilungen berücksichtigt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Vorgehensweise zwangsläufig eine geringere statistische Absicherung der Lastprognosefehlerverteilungen durch eine Reduzierung der zur Parametrierung zur Verfügung stehenden Datenpunkte nach sich zieht (ca. 14.000 Datenpunkte im Vergleich zu ca. 35.000 Datenpunkten bei Verzicht auf eine Unterteilung nach Lastniveaus).

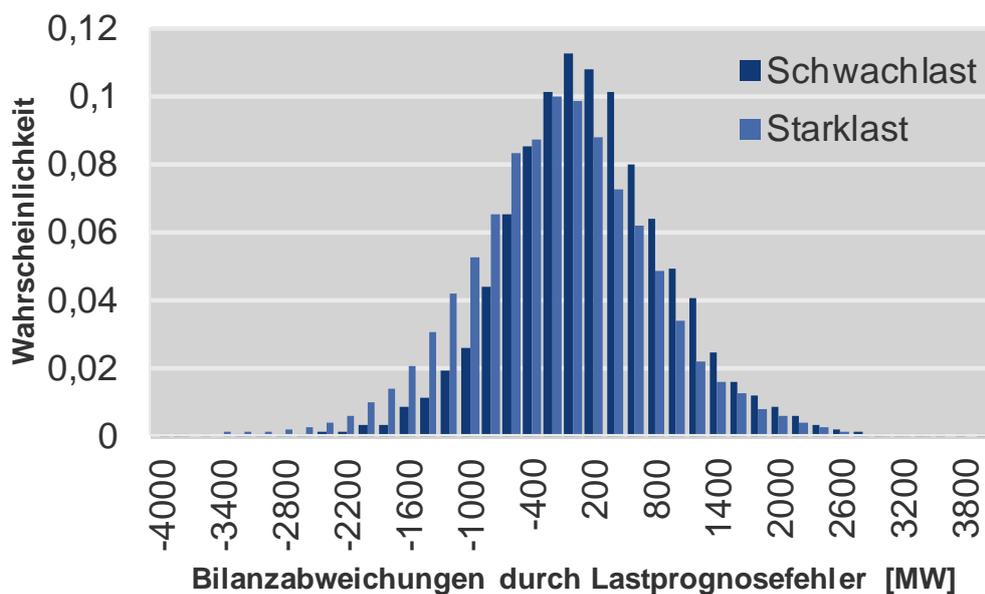


Abb. 12: Empirisch ermittelte Verteilung des Lastprognosefehlers für Stark- und Schwachlast

3.1.2 Auswirkungen der Variationen auf den Kraftwerkspark

Entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes, unterstellen wir, dass der konventionelle Erzeugungspark unabhängig von der installierten EE-Leistung ist. Gleichwohl wird sich abhängig von der Lasthöhe und der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Energiequellen ein unterschiedlicher *Einsatz* konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Residuallast (Gesamtlast abzüglich dargebotsabhängiger Erzeugung) ergeben, der wiederum bestimmt, welche Kraftwerke potenziell ausfallen können und damit bei der Regelleistungsbemessung berücksichtigt werden müssen.

Der von Lastniveau, installierter und relativer eingespeister EE-Leistung abhängige, zur Residuallastdeckung benötigte Kraftwerkspark wird in dieser Studie über ein sogenanntes Merit-Order Modell approximiert. Die Einschaltentscheidungen jedes einzelnen Kraftwerksblocks werden

dazu nach dem Merit-Order Prinzip zur Deckung der Residuallast unter Berücksichtigung heutiger Brennstoffpreise getroffen. Dabei wird von einer ausgeglichenen Import-/Export-Bilanz Deutschlands ausgegangen.

Hinsichtlich der Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke wird unterstellt, dass diese, abweichend von der heutigen Situation, zukünftig nicht mehr notwendig ist (Mindesterzeugung = 0 GW), sondern dass ein sicherer Netzbetrieb, z. B. durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen auch durch EE-Anlagen, durch spezielle leistungselektronische Betriebsmittel, durch Phasenschieberbetrieb konventioneller Kraftwerke etc., auch ohne die Erzeugung konventioneller Kraftwerke gewährleistet ist. Diese Annahme entspricht noch nicht dem heutigen Zustand im Elektrizitätsversorgungssystem. Die derzeit notwendige Mindesteinspeisung kann aber auch nicht einfach für die Zukunft fortgeschrieben werden. Die Relevanz einer Mindesteinspeisungsanforderung für die Ergebnisse des Regelleistungsbedarfs wird jedoch als gering eingeschätzt, da sie die Regelleistungsbemessung nur über die Ausfallwahrscheinlichkeit der ohnehin wenigen in Mindesteinspeisungsszenarien am Netz befindlichen Kraftwerke beeinflusst. Wie die Vorhaltung der erforderlichen Regelleistung ohne konventionelle Mindesteinspeisung möglich ist, wird in Kapitel 5 beschrieben.

3.2 Einfluss der Windenergie auf den Bedarf an Regelleistung

In diesem Abschnitt erfolgt eine Quantifizierung der Einflussgrößen der Windenergie auf den Bedarf an Regelleistung.

3.2.1 Prognosefehler der Windenergieerzeugung

3.2.1.1 Ist-Werte der Windenergieeinspeisung

Die viertelstündlich aufgelöste Ist-Werte-Hochrechnung der Windenergieeinspeisung der ÜNB ist die Datengrundlage, nach der der horizontale Belastungsausgleich zwischen den ÜNB bestimmt wird und auf der die Evaluation der Windleistungsprognosen beruht. Die Ist-Werte werden operationell mit dem IWES-Hochrechnungsverfahren ermittelt [6]. Für etwa 160 repräsentative Windparks in Deutschland werden Online-Daten erfasst und auf die aggregierte Einspeisung pro Regelzone hochskaliert. Dabei wird die aktuell installierte Leistung der nicht direkt gemessenen Windparks den repräsentativen Standorten abstandsgewichtet zugeordnet, so dass die gewonnenen Hochrechnungswerte die momentane Einspeisesituation relativ genau angeben.

Die Ist-Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber werden im Folgenden für die Ermittlung der Prognosefehler verwendet.

3.2.1.2 Windleistungsprognosen – Onshore

Die Windleistungsprognosen werden mit dem Prognosesystem *Previento*⁸ auf der Grundlage mehrerer numerischer Wettervorhersagemodelle internationaler Wetterdienste berechnet⁹, die die meteorologischen Parameter (z. B. Windvektor, Temperaturen, Luftdruck, Luftdichte) für diskrete Gitterpunkte zur Verfügung stellen, aus denen dann die Prognose der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe bestimmt werden. Die Wettermodelle liefern eine stündliche Auflösung der Parameter pro Gitterpunkt. Für eine Anwendung im Viertelstundenfahrplanraster werden die daraus gewonnenen Leistungsprognosen entsprechend auf 15 min Schritte interpoliert. Auf der Basis einer deutschlandweiten Datenbank aller installierten Windkraftanlagen errechnet *Previento* für jeden Windpark in Deutschland die Windleistung. Dazu werden Angaben zu Standortkoordinaten, Nabenhöhen, Anlagentypen und Kennlinien der Turbinen verwendet. Die Prognosen für eine Regelzone oder das Bundesgebiet ergeben sich dann durch Summation über die Windparks einer Regelzone bzw. des Bundesgebietes. Die Prognosen der verschiedenen Wettermodelle werden entsprechend der Prognosegenauigkeit der Wettermodelle zu einer Kombinationsprognose gewichtet. Die Gewichtung richtet sich nach den Stärken und Schwächen der einzelnen Modelle in charakteristischen Wettersituationen. So wird z. B. für Tiefdrucksituationen eine andere Gewichtung vorgenommen als bei Hochdrucksituationen, da die Wettermodelle diese Wetterlagen unterschiedlich gut vorhersagen.

Verwendete Datenbasis und Modellierung

Zur Bestimmung der Prognosefehler wurde von energy & meteo systems eine aktualisierte Windleistungsprognose für den betrachteten Zeitraum Januar 2006 bis September 2011 mit der aktuellen Version des Windleistungsprognosesystem *Previento* und den historischen Wetterprognose-daten von sechs verschiedenen Wettermodellen erstellt. Für die Fehlerverteilungen, aus denen der Regelleistungsbedarf ermittelt wurde, wurden jedoch nur vollständige Jahre, d. h. Januar 2006 bis Dezember 2010 verwendet, um jahreszeitliche Verzerrungen zu vermeiden. Damit können Effekte ausgeschlossen werden, die aus den in diesem Zeitraum erfolgten Modellverbesserungen in *Previento* resultieren würden. Dabei wurden zwei Prognosezeitreihen erstellt:

⁸ *Previento*: Windleistungsprognosesystem energy & meteo systems

⁹ Siehe auch Abschnitt 3.2.3

- die Day-Ahead-Prognose, welche für einen ganzen Tag die Prognose enthält, die am Vortag erstellt wurde. Hier liegt jeweils ein vollständiger Prognoselauf des Previento-Modells zu Grunde.
- die 2h-ahead-Prognose (bzw. 2-hour-ahead-Prognose), welche für jeden Zeitpunkt auf die Prognose zurückgreift, die vor zwei Stunden erstellt wurde. Hier wurde viertelstündlich eine neue Prognose erstellt. Diese berücksichtigt dabei den letzten bekannten Messwert.

Aus den aktualisierten Windleistungsprognosen und der Ist-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum Januar 2006 bis September 2011 wurden die Prognosefehler (in einer Auflösung von 15 Minuten) als zeitpunktscharfe Differenz aus beiden Größen ermittelt.

Innerhalb der betrachteten Jahre ist die installierte Leistung von 18 GW auf 28 GW gestiegen. Die Prognosefehler und Ist-Hochrechnungen wurden daher monatlich mit der jeweiligen installierten Leistung normiert, so dass über den gesamten Zeitraum Prognosefehler und Ist-Hochrechnungen als miteinander vergleichbare relative Größe vorliegen.

Für die Skalierung der Prognosefehlerverteilungen auf die in den Ausbauszenarien betrachteten installierten WEA-Leistungen (siehe Tab. 2) wurden dann die relativen Prognosefehler mit den onshore installierten WEA-Leistungen multipliziert und zu Prognosefehler-Verteilungen zusammengefasst. Diese Vorgehensweise wurde für alle Varianten mit der heutigen räumlichen Verteilung der WEA-Anlagen und heutiger Anlagentechnik angewendet.

Anschließend erfolgte zur Plausibilisierung sowie für die weiteren Vorab-Analysen (und Abbildungen) eine Skalierung auf eine einheitliche installierte Leistung von 30 GW, so dass die resultierenden Prognosefehlerverteilungen anhand heutiger Erfahrungswerte mit der heute installierten WEA-Leistung verglichen werden können.

Verteilungen der Prognosefehler

Aus dieser Datenbasis ergibt sich folgende Fehlerverteilung für den Day-Ahead- und den 2h-ahead-Prognosefehler. Dabei sind die Fehler als Differenz aus Messung - Prognose dargestellt, d. h. positive Werte bedeuten eine zu niedrige Prognose, negative eine zu hohe Prognose:

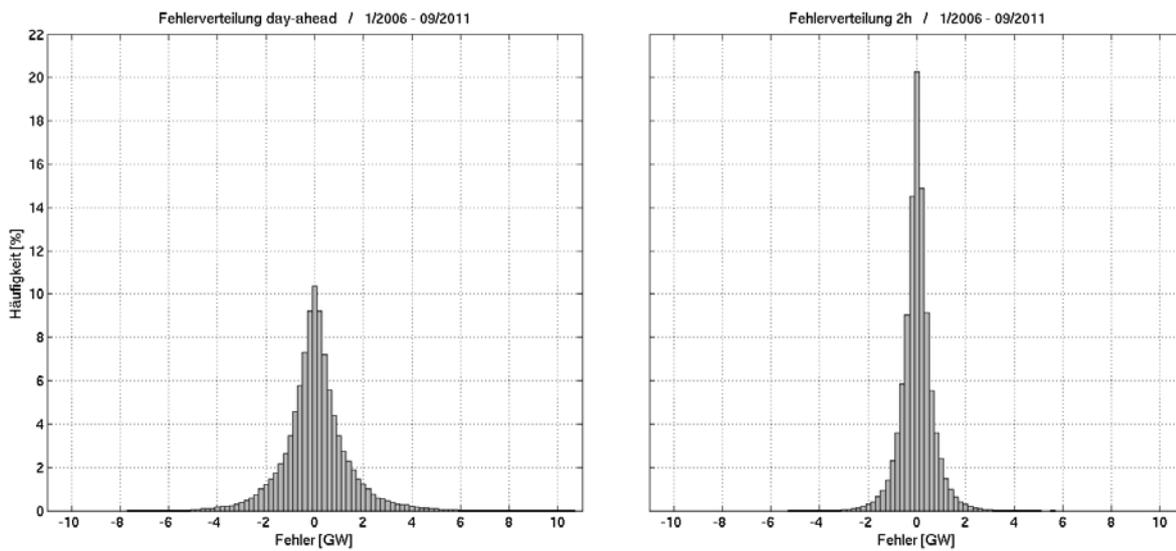


Abb. 13: Verteilungen von Day-Ahead (links) und 2h-ahead-Fehler(rechts) für eine installierte Leistung von 30 GW im Vergleich

Es ist ersichtlich, dass bei der 2h-ahead-Prognose die relative Häufigkeit von kleineren Fehlern wesentlich höher ist, während große Fehler seltener auftreten als bei der Day-Ahead-Prognose. Das drückt sich auch im root-mean-square error (RMSE) aus, Dieser beträgt 1,35 GW (4,5 % der installierten Leistung) für die Day-Ahead-Prognose und 0,65 GW (2,2 % der installierten Leistung) für die 2h-ahead-Prognose. Die maximalen Fehler sind mit 5,1 GW (2h-ahead) gegenüber 7,5 GW (Day-Ahead) für eine Unterspeisung und 5,7 GW gegenüber 10,7 GW für eine Überspeisung erheblich geringer.

Neben den allgemeinen Häufigkeitsverteilungen wurden auch niveauabhängige Häufigkeitsverteilungen der Prognosefehler erstellt. Dabei wurden die in Tab. 3 genannten Prognosestufen als Einspeiseklassen verwendet. Um die jeweiligen Stützstellen herum wurde das Intervall als Einspeiseklasse derart definiert, dass der Schwerpunkt der Ereignisse der Stützstelle entspricht und die Zahl der Ereignisse eine ausreichende Datenbasis liefert.

Auf Grundlage der so definierten Datenbasis wurden drei Arten von bedingten Verteilungen erstellt, die zur Berechnung des Regelleistungsbedarfs für die in Abschnitt 2.4 definierten Planungshorizonte benötigt werden:

- Für den Planungshorizont 1 sind sowohl die Day-Ahead-Prognose als auch die 2-hour-ahead-Prognose von Bedeutung. Die Verteilung der 2h-ahead-Fehler als Differenzen zwischen der 2h-ahead-Prognose und der Einspeisehochrechnung (Ist-Werte) geht in die Bemessung der GRL (Summe aus SRL und MRL) ein. Die Verteilung der Day-Ahead-Fehler als

Differenz zwischen Day-Ahead-Prognose und der Einspeisehochrechnung wird für die Bemessung der Stundenreserve herangezogen (s. Abschnitt 2.4). Für diesen Planungshorizont werden sowohl die Verteilung der Day-Ahead-Fehler bedingt auf das Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau als auch die Verteilung der 2h-ahead-Fehler bedingt auf das Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau bezogen. Damit wird die mögliche Abhängigkeit der Fehler der Kurzfrist-Prognose (2h-ahead) vom ursprünglichen Day-Ahead-Prognoseniveau explizit mitbetrachtet → *Day-Ahead-Fehler in Abhängigkeit vom Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau* (siehe Abb. 14) und *zusätzlich 2h-ahead-Fehler in Abhängigkeit vom Day-Ahead prognostizierte Einspeiseniveau* (siehe Abb. 15).

- Für den Planungshorizont 2 ist lediglich die 2-hour-ahead-Prognose bzw. der 2h-ahead-Fehler als Differenzen zwischen der 2-h-ahead-Prognose und Einspeisehochrechnung (Ist-Werte) von Relevanz. Die 2h-ahead Prognose wird in diesem Planungshorizont auf das 2h-ahead prognostizierte Einspeiseniveau bedingt → *2h-ahead-Fehler in Abhängigkeit vom 2h-ahead prognostizierte Einspeiseniveau* (siehe Abb. 16).

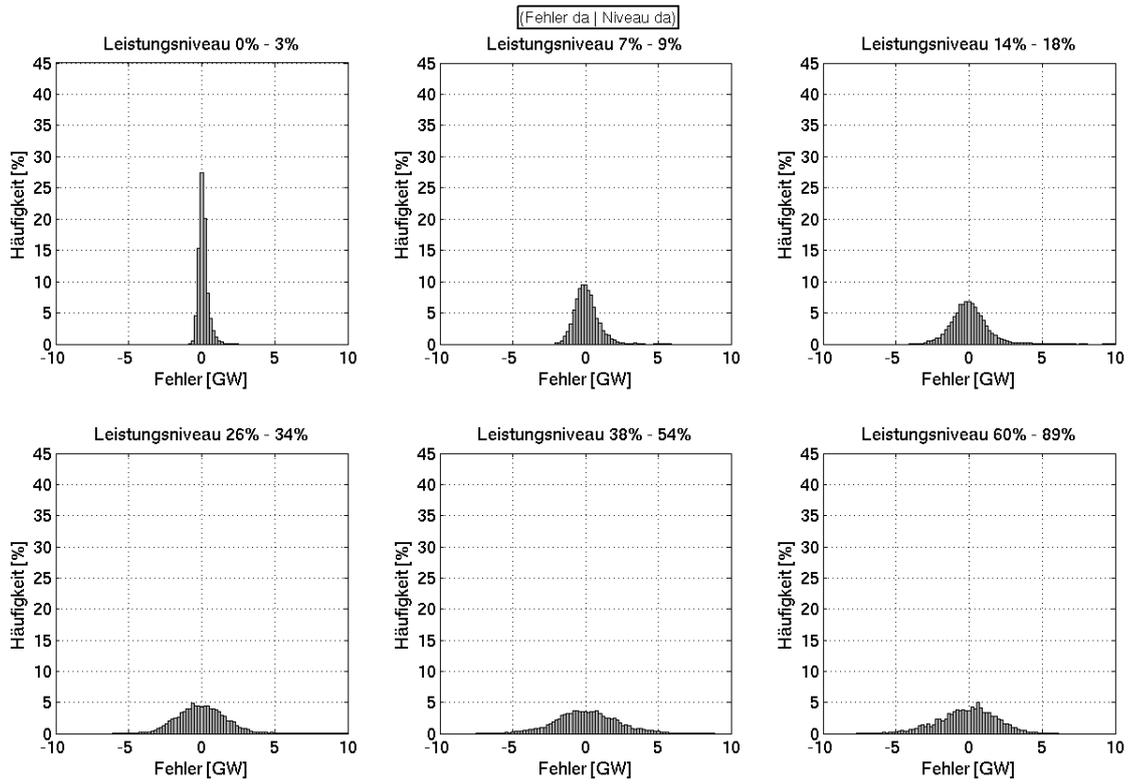


Abb. 14: Bedingte Verteilungen des Day-Ahead-Prognosefehlers in Abhängigkeit vom Day-Ahead prognostizierten Einspeiseniveau

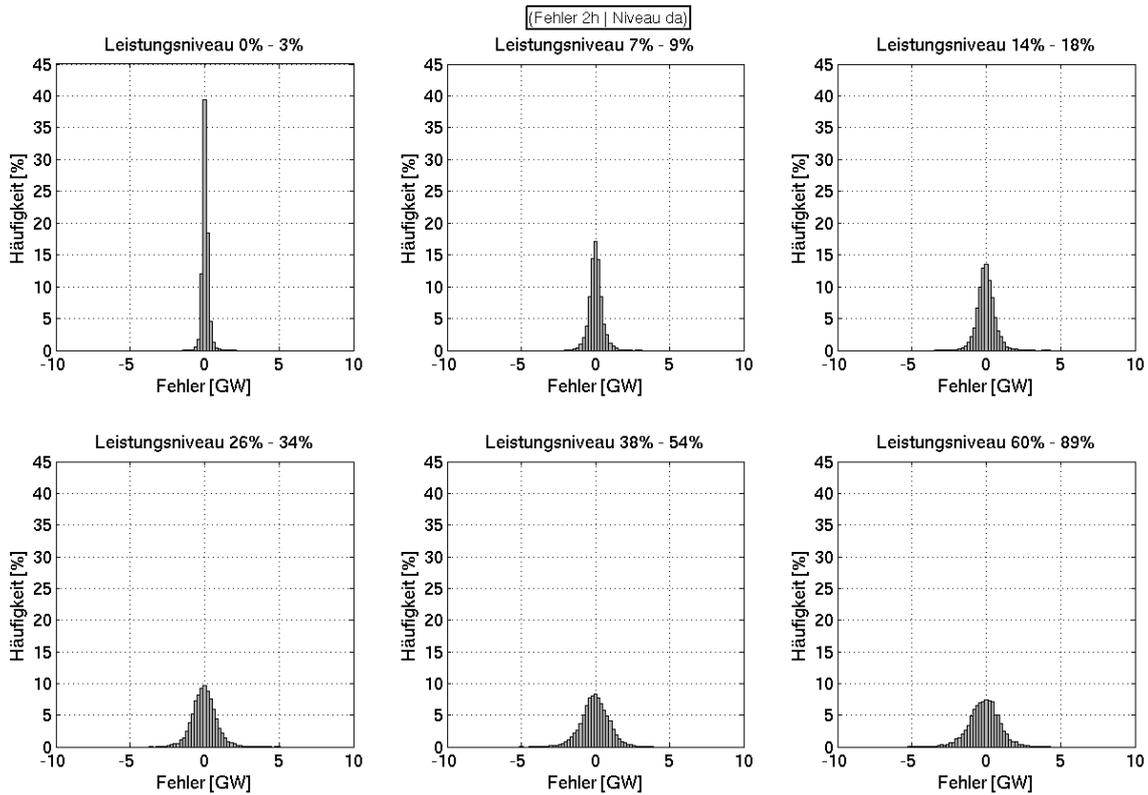


Abb. 15: Bedingte Verteilungen des 2h-ahead-Fehlers in Abhängigkeit vom Day-Ahead prognosti-zierten Einspeiseniveau

Da in Abb. 15 die Prognose 2h-ahead auf die Prognose Day-Ahead bedingt wird und damit zwei verschiedene Vorhersageläufe verwendet werden, sind hier die Fehler bei niedrigem Einspeiseniveau nicht mehr so scharf begrenzt. Es ist möglich, eine geringe Day-Ahead-Prognose zu haben, eine höhere 2h-ahead-Prognose und dennoch ein sehr geringes Einspeiseniveau. Somit ist der negative Fehler in der kleinsten Einspeiseklasse (anders als in Abb. 16) nicht mehr auf 3 % der installierten WEA-Leistung von 30 GW, d. h. 900 MW, begrenzt.

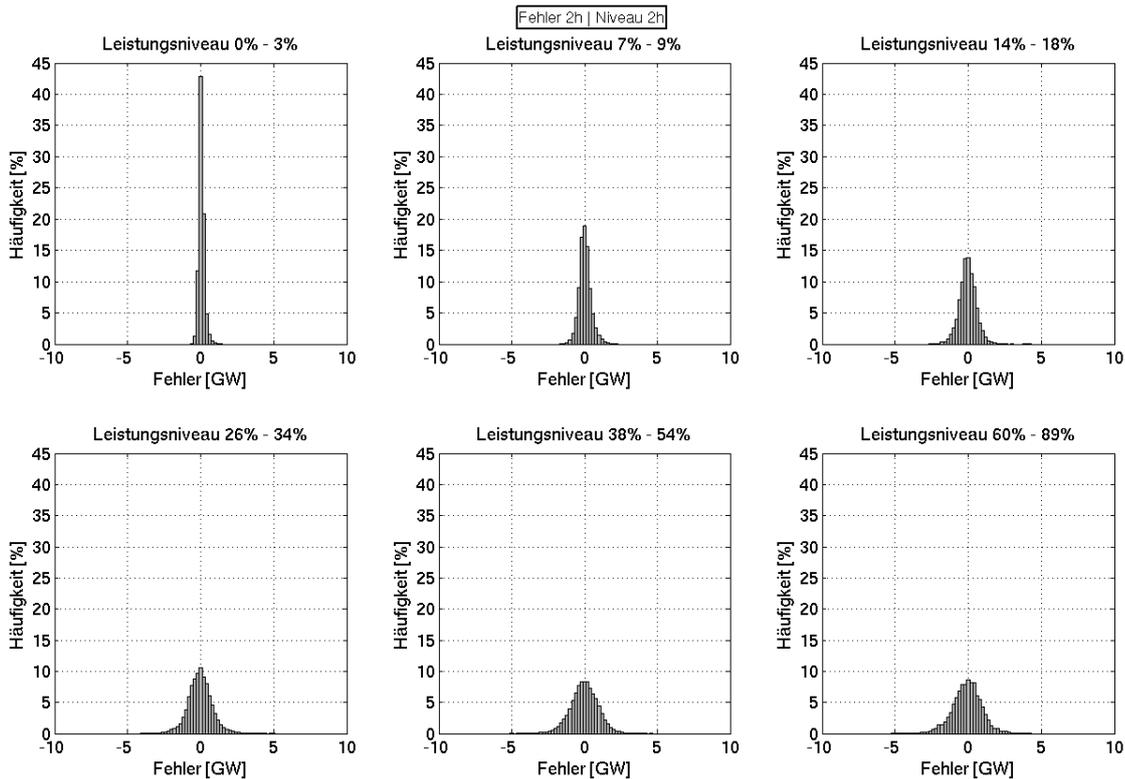


Abb. 16: Verteilungen des 2h-ahead-Fehlers in Abhängigkeit vom 2h-ahead prognostizierten Einspeiseniveau

Aus den Verteilungen in Abb. 16 ist ersichtlich, dass mit geringen Einspeisungen kleinere Fehler einhergehen als mit höheren Einspeisungen. Ab der 38 %-54 %-Einspeiseklasse geht dieser Effekt allerdings in eine Sättigung über. Darüber hinaus unterliegen die Fehler in den Randbereichen einer harten Grenze. Bei kleinen Niveaus ist die Abweichung nach unten, bei hohen Niveaus ist die Abweichung nach oben begrenzt. So ist bei der niedrigsten Klasse die mögliche Unterspeisung auf maximal 3 % der installierten Leistung begrenzt, während bei der höchsten Klasse die Überspeisung begrenzt ist. Diese Grenze ist allerdings weniger scharf, da eine 100 %-Einspeisung nicht vorkommt. Zudem ist die Zahl der Ereignisse mit hoher Einspeisung so gering, dass sich dieser Effekt aufgrund der Breite des Intervalls kaum auswirkt.

3.2.1.3 Windleistungsprognosen – Offshore (Nordsee)

Die Offshore-Windenergie weist eine deutlich andere Charakteristik auf als die Onshore-Windenergie. Zudem ist ein konzentrierter Zubau auf eine vergleichsweise kleine Fläche zu erwarten, weshalb eine getrennte Modellierung des Offshore-Anteils vorgenommen wird. Exemplarisch wird hier nur der deutsche Offshore-Anteil in der Nordsee betrachtet.

Das Problem hierbei ist, dass im Gegensatz zu dem bereits stark fortgeschrittenen Ausbau im Onshore-Bereich, bis jetzt kaum Offshore-Anlagen installiert wurden. Da die Verteilung der Anlagen über das zu betrachtende Gebiet nicht gleichmäßig ist, scheidet eine Ist-Hochrechnung analog zum Onshore-Windenergie hier aus. In diesem Abschnitt wird daher ein Verfahren dargestellt, um die Prognosefehler- und Gradientenverteilungen der Offshore-Windenergie abzuschätzen.

Generell kann festgehalten werden, dass es noch sehr wenig Erfahrung mit der Offshore-Windenergie gibt, was sich auch in einer sehr eingeschränkten Datenlage niederschlägt. Die Ergebnisse für die Onshore-Windenergie sind somit als deutlich belastbarer einzuschätzen.

Grundlagen

Die relativen Prognosefehler eines Pools von Windparks nehmen mit der Zahl der Windparks ab. Dieser Effekt geht schnell in eine Sättigung über, bei der es durch einfaches Hinzufügen weiterer Windparks keine weiteren Ausgleichseffekte mehr gibt. Wie groß diese Ausgleichseffekte (Zerfall) sind, hängt dann vorrangig von der Größe der Region ab. Der Zerfall verläuft näherungsweise exponentiell. Die Reduktion des Prognosefehlers eines Pools von Onshore Windparks bei der Vergrößerung der betrachteten Region ist beispielhaft in Abb. 17 dargestellt [7].

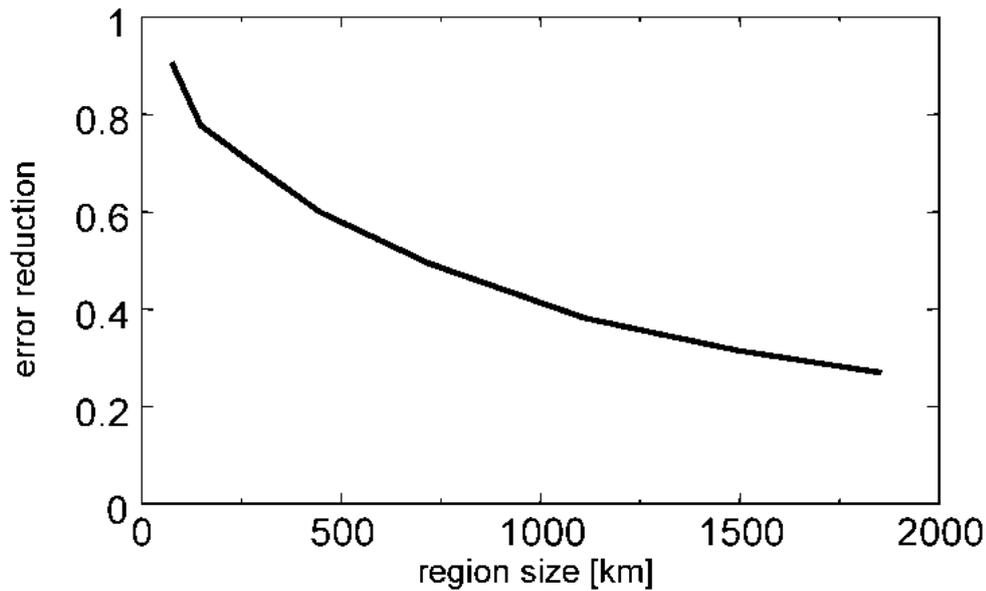


Abb. 17: Beispiel für die Reduktion des Prognosefehlers eines Pools von Onshore Windparks gegenüber einem Einzelpark bei der Vergrößerung der betrachteten Region (Day-Ahead Prognose)

Wie stark der Zerfall ist, hängt von der Korrelation der einzelnen Parks in der Region ab. Sind die Standorte stark korreliert, so sind die Ausgleichseffekte bei einer Vergrößerung der Region geringer, als bei weniger stark korrelierten Standorten. Es ist zu erwarten, dass die Fehlerkorrelation der Prognosen für Offshore-Windparks höher als die der Parks an Land ist. Um diesen Effekte in einem ersten Schritt quantitativ abschätzen zu können, wurden daher die Korrelationen der Windgeschwindigkeiten für Wetterstationen (synoptische Stationen) der Deutschen Bucht und einiger küstennaher Wetterstationen im Binnenland untersucht.

Analyse der Windgeschwindigkeiten an Offshore- und küstennahen Wetterstationen

Im Folgenden wurden die Korrelationen der Windgeschwindigkeiten für einige Wetterstationen der deutschen Bucht untersucht. Die betrachteten Stationen sind in Abb. 18 zu sehen. Die Korrelationen streuen, aber erwartungsgemäß ist eine abnehmende Korrelation der Windgeschwindigkeiten mit dem Abstand der Stationen voneinander festzustellen (Abb. 19). Auffällig ist außerdem, dass die Korrelation zwischen den reinen Offshore-Stationen (schwarz umkreist) erheblich größer ist als die Korrelation zwischen Offshore- und Insel-/Küstenstationen.

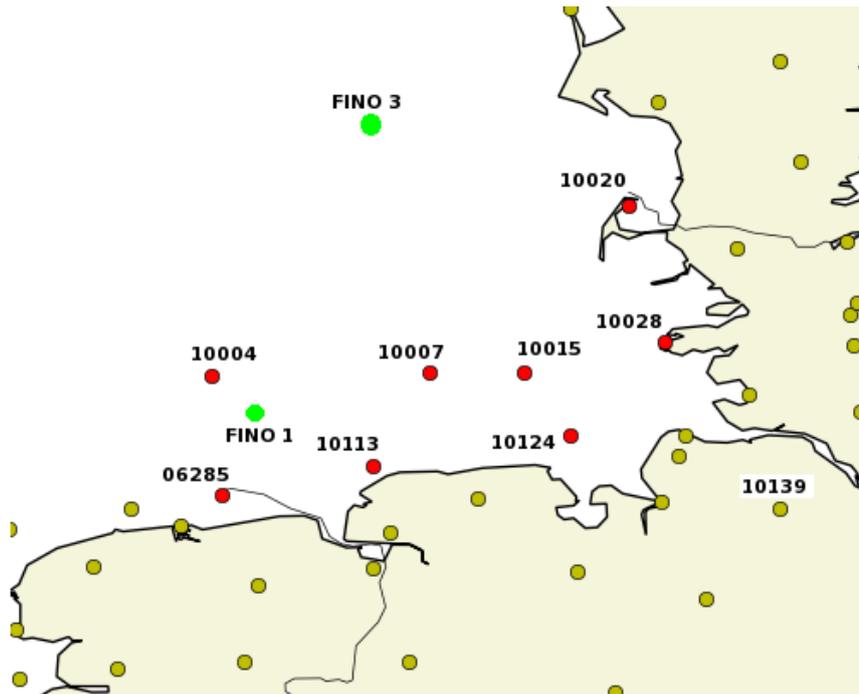


Abb. 18: Betrachtete Offshore-Wetterstationen für die Analyse der Korrelation der Windgeschwindigkeiten¹⁰.

¹⁰ Dabei sind die Stationen 10004, 10007 und 10015 als echte Offshore-Stationen zu verstehen. Einige weitere Stationen, beispielsweise 10113 (Norderney), 10124 (Alte Weser) und 10020 (Sylt), wurden als Insel-/Küstenstationen hinzugenommen um die Datenbasis zu vergrößern, weisen aber eine etwas andere Charakteristik auf.

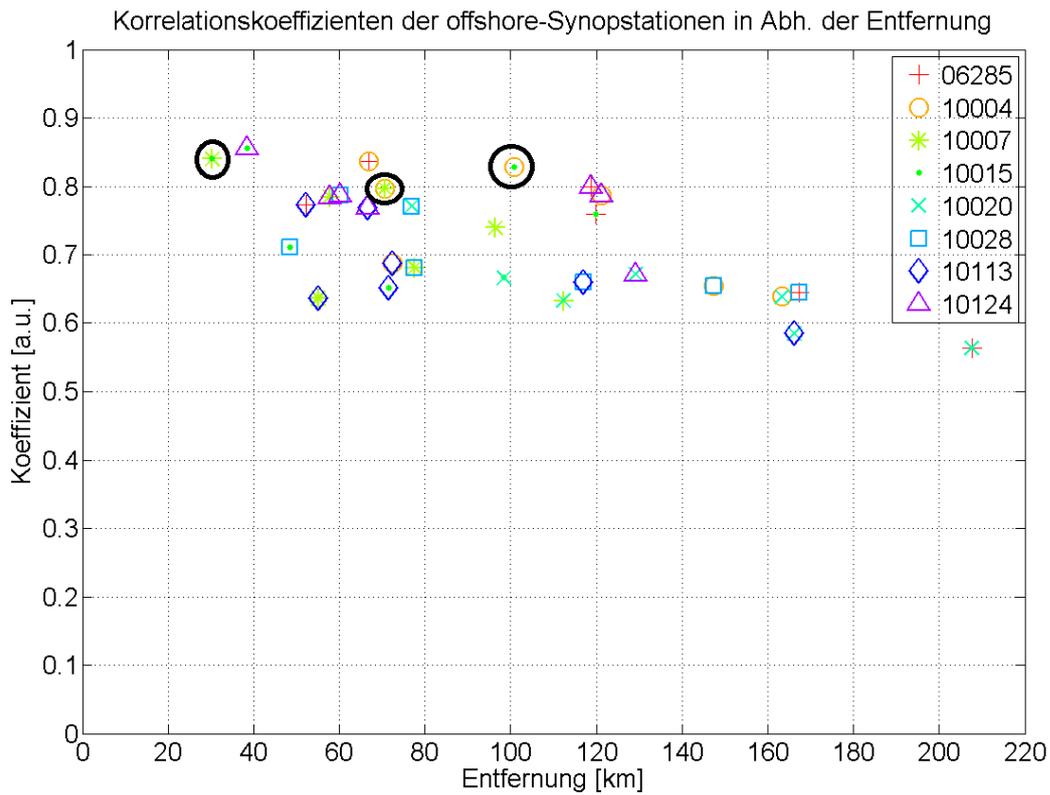


Abb. 19: Korrelation der Windgeschwindigkeiten von Offshore-Wetterstationen¹¹.

Ableitung einer Fehlerzerfallskurve für Windgeschwindigkeitsprognosen

Anschließend wurde für die Wetterstationen untersucht, wie sich die Standardabweichungen der Fehler der Windgeschwindigkeitsprognosen einer einzelnen Station zum Mittelwert der Prognosefehler mehrerer Stationen verhält (Abb. 20). Auf diese Weise können Rückschlüsse auf die Glättung der Fehlerzeitreihen einer Region gezogen werden. Die Wetterstationen wurden getrennt nach den drei Gruppen (rein Offshore, Offshore-Küste und Onshore) zu Ensembles mit verschieden großen räumlichen Ausdehnungen zusammengefasst. Es ist ersichtlich, dass der Quotient der Standardabweichung der Fehler (also das Verhältnis zwischen der Standardabweichung

¹¹ Die drei eingekreisten Korrelationspaare, spiegeln die Korrelation der echten Offshore-Stationen wider, während die anderen Korrelationspaare auch Insel- und Küstenstationen beinhalten.

des jeweiligen Ensembles zur Einzelprognose) für die Onshore-Stationen (rot) schneller zurückgeht als für die reinen Offshore-Stationen (grün) oder für die Offshore- und Küstenstationen (blau). Der Glättungseffekt ist bei Offshore also weniger stark als für Onshore.

Standardabweichung der Vorhersagefehler von off- und onshore-Synopstationen in Abh. der Entfernung

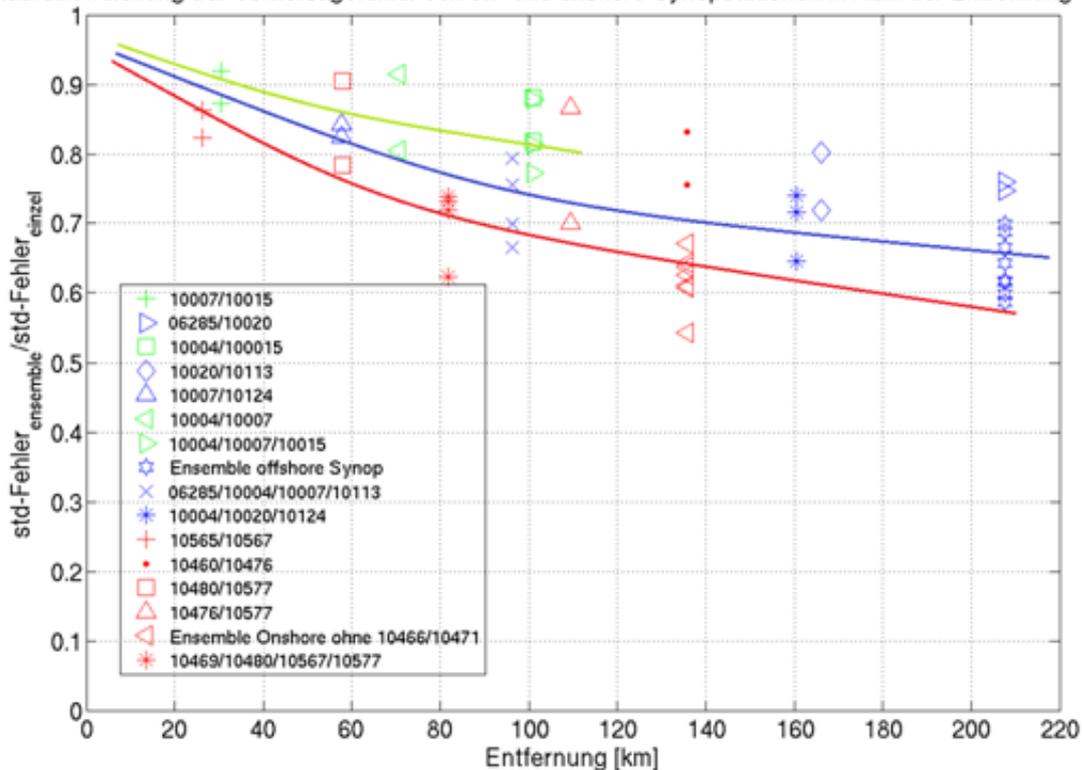


Abb. 20: Reduktion des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit von Ensembles von Wetterstationen gegenüber einer einzelnen Station. rot: onshore, grün: offshore, blau: offshore + Küste

Räumliche Ausgleichseffekte der Offshore-Leistungsprognosefehler

Mit den Windgeschwindigkeitsmessungen der reinen Offshore-Wetterstationen und der Stationen auf Inseln in Küstennähe, sowie den Windgeschwindigkeitsprognosen für diese Standorte werden analog wie in Abb. 20 die räumliche Ausgleichseffekte des Prognosefehlers der Windleistung für die Deutsche Bucht modelliert. Die Inselstandorte werden hinzugenommen, um auch Ensemble mit größeren Ausdehnungen bilden zu können und so die Entfernungen in der Deutschen Bucht besser abdecken zu können.

Zur Umrechnung in Leistung werden die gemessenen und prognostizierten Windgeschwindigkeiten jeweils mit dem logarithmischen Windprofil auf die Nabenhöhe von typischen Offshore-Windkraftanlagen (90 m) transformiert und in eine entsprechende Leistungskennlinie eingesetzt. Auf

diese Weise wird der nichtlineare Effekt der Kennlinie (beim Übergang von Windgeschwindigkeiten zur Leistungsabgabe) für die räumlichen Ausgleichseffekte modelliert.

Aus den so generierten Leistungsprognosen und -messungen für die Standorte der Wetterstationen werden (analog zu den Windgeschwindigkeiten im vorigen Abschnitt) Ensemble mit verschiedener regionaler Ausdehnung gebildet, indem die Summe aus zwei Standorten, drei Standorten usw. bestimmt wird. Für jedes Ensemble wird der Prognosefehler zu einem Zeitpunkt als Differenz der Summen von Vorhersage und Messung berechnet. Die Standardabweichung des Fehlers (entspricht RMSE bereinigt um mittleren Fehler) für ein Ensemble wird dann über seiner räumlichen Ausdehnung aufgetragen und gibt den Zerfall des Prognosefehlers der Leistungsabgabe für die Offshore Region Nordsee aufgrund räumlicher Ausgleichseffekte an (Abb. 21).

Durch die Datenpunkte wurde eine exponentielle Fitfunktion gelegt. Aus dieser Kurve wird der Faktor abgelesen, mit dem von der Fehlerverteilung eines einzelnen Offshore-Windparks auf die Fehlerverteilung eines Offshore-Portfolios geschlossen werden kann. Die Ausdehnung des Gebietes der Deutschen Bucht, in dem Windparks errichtet werden können, wird mit 220 km angenommen. Für eine Region dieser Größe ergibt sich aus Abb. 21 ein Glättungsfaktor von 0,65.

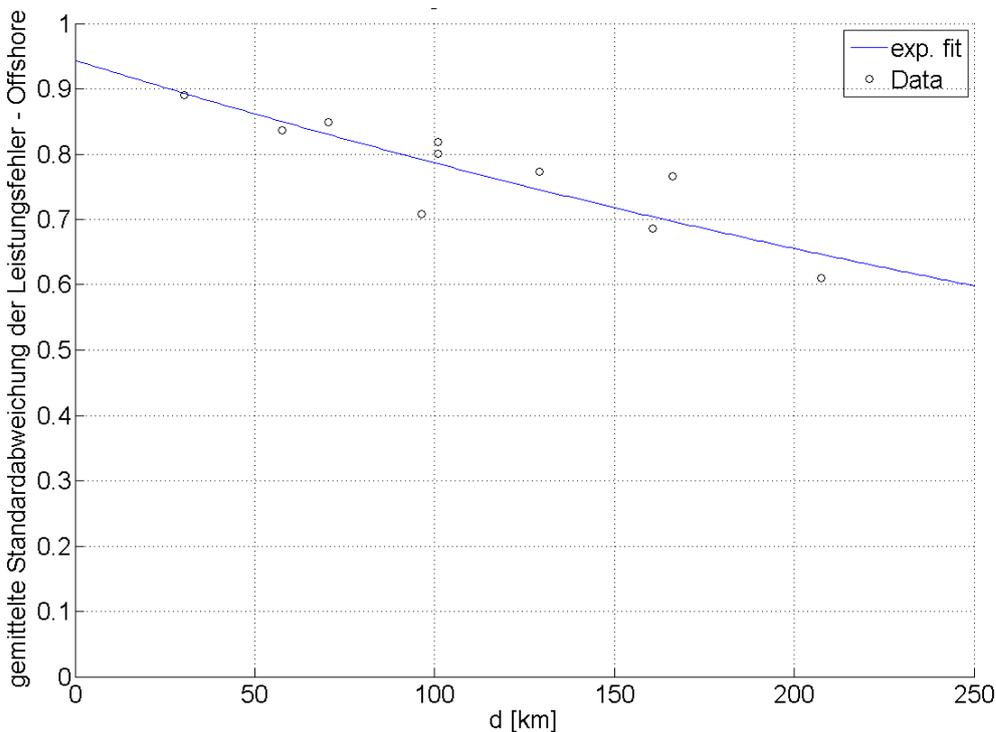


Abb. 21: Reduktion des Prognosefehlers (mittlerer Leistungsprognosefehler) verschieden ausgedehnter Offshore Portfolien.

Plausibilisierung durch Betrachtung von Onshore-Portfolios

Zur generellen Plausibilisierung der Vorgehensweise wird dieses Verfahren auch auf einzelne Onshore-Windparks und Onshore-Portfolios angewandt. In Abb. 22 sind die relativen Fehlerverteilungen eines Onshore-Einzelwindparks und der Deutschlandprognose als Beispiel aufgetragen. Es ist aus der Grafik ersichtlich, dass die Verteilung des Einzelparks etwa mit dem Faktor 0,3 gestaucht werden muss, um der Deutschlandprognose zu entsprechen.

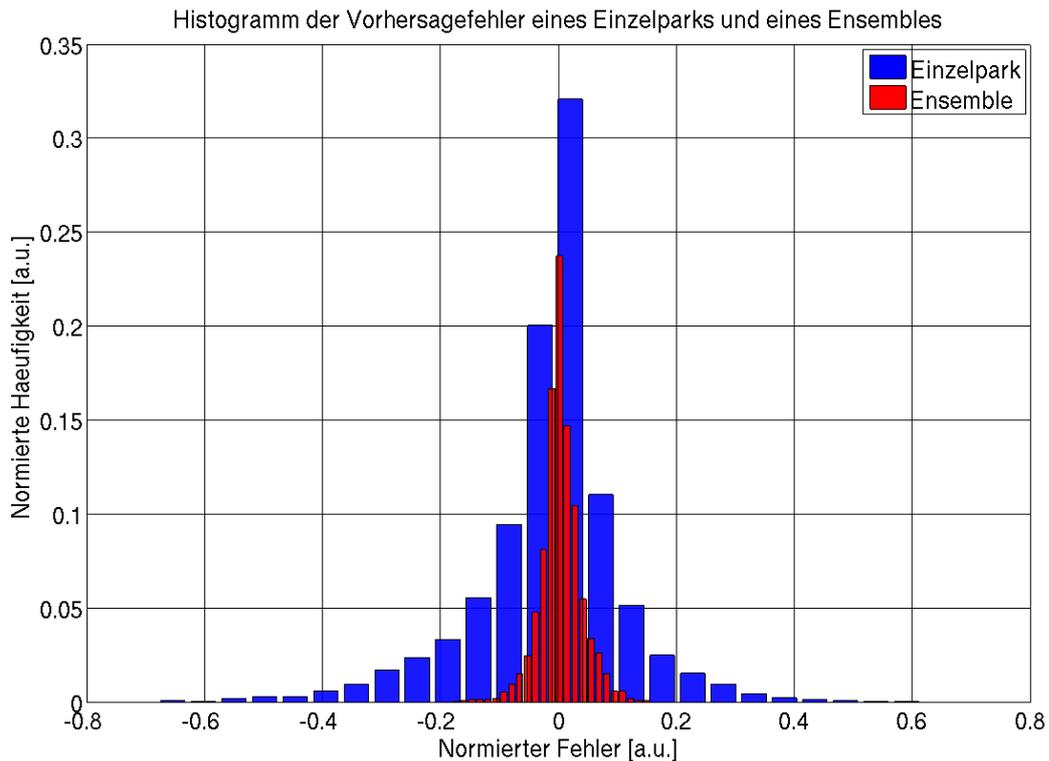


Abb. 22: Schematische Gegenüberstellung der Verteilung des relativen Leistungsprognosefehlers eines Einzelparks mit dem Deutschlandensemble

Das Verfahren wurde ebenfalls für die Kontrollregion Weser-Ems (siehe Anhang B) evaluiert. Die hochgerechneten Ergebnisse decken sich gut mit den tatsächlichen Fehlerverteilungen. Das Verfahren wird somit für plausibel befunden und auf die erwartete Offshore-Region angewandt.

Anwendung des Verfahrens auf die Offshore-Region

Nach erfolgter Plausibilisierung mit Onshore-Daten wird das Verfahren auf die Offshore-Region angewandt. Die Skalierung der Fehlerverteilung wird auf Basis der beiden Windparks Horns Rev und Alpha Ventus vorgenommen.

Für die beiden Offshore-Windparks in der Nordsee Horns Rev und Alpha Ventus liegen Messdaten der Einspeisung vor. Vom dänischen Netzbetreiber Energinet.dk wurden für diese Studie die Leistungsdaten von Horns Rev für den Zeitraum Anfang 2006 bis Ende 2011 zur Verfügung gestellt. Für den deutschen Offshore-Park alpha ventus liegen die Messdaten der Leistung für den Zeitraum Mitte 2010 bis Ende 2011 vor.

Abb. 23 und Abb. 24 zeigen zeigen die Skalierungen der Fehlerverteilung von Alpha Ventus und Horns Rev auf die Fehlerverteilungen für Offshore-Portfolien mit einer angenommenen Regionsgröße von 220 km (entspricht etwa der Größe für die Deutsche Bucht). Eine Extrapolation der Fehlerzerfallskurve für größere Regionen (etwa Nord- und Ostseegebiet) erschien aufgrund der Datenlage nicht sinnvoll.

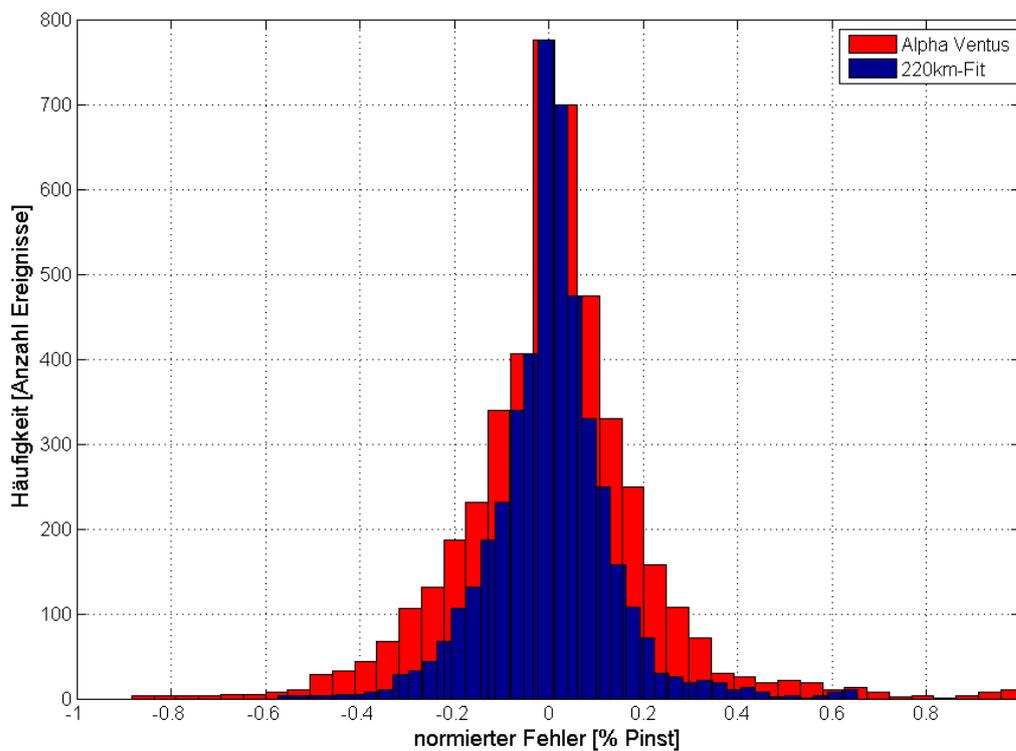


Abb. 23: Skalierung der Verteilung der Leistungsprognosefehler des Offshore Windparks Alpha Ventus auf eine Region mit dem Durchmesser 220 km (Faktor 0,65).

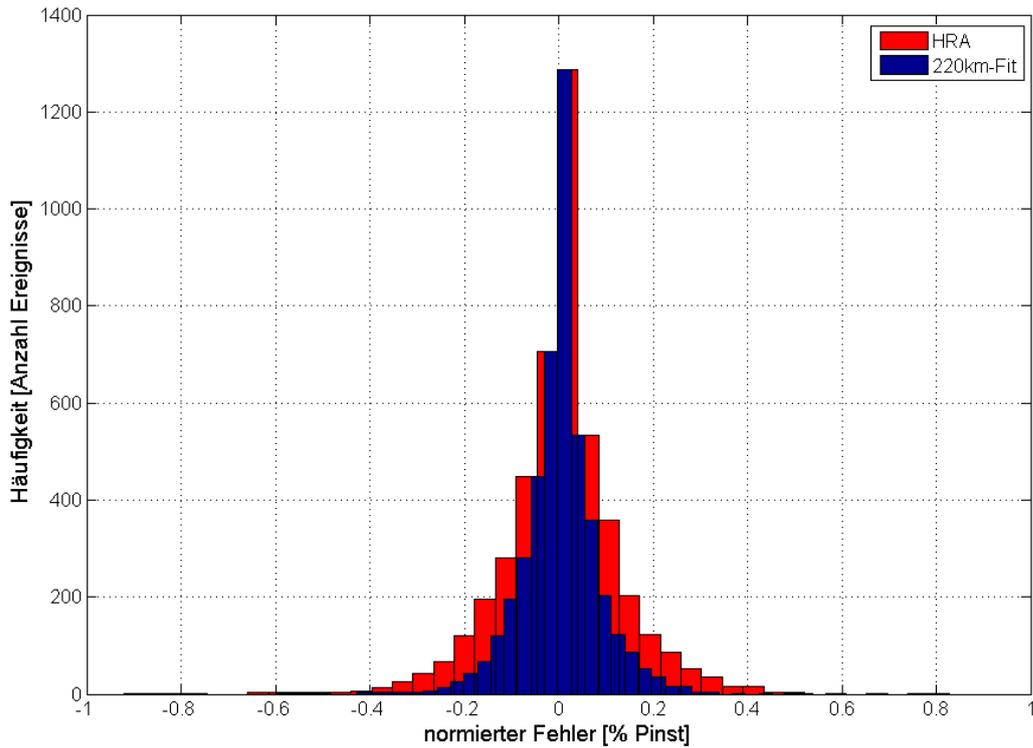


Abb. 24: Skalierung der Fehlerverteilungen auf Basis Horns Rev auf eine Region mit dem Durchmesser 220 km (Faktor 0,65).

Die für die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs genutzte Fehlerverteilung des Offshore-Portfolios wird auf Basis der Daten von beiden Offshore-Windparks ermittelt, um eine möglichst große Datenbasis zu nutzen. Zunächst werden die Daten der beiden Offshore-Windparks daher miteinander verglichen. In Abb. 25 sind die Fehlerquantile von Horns Rev und Alpha Ventus gegeneinander aufgetragen.

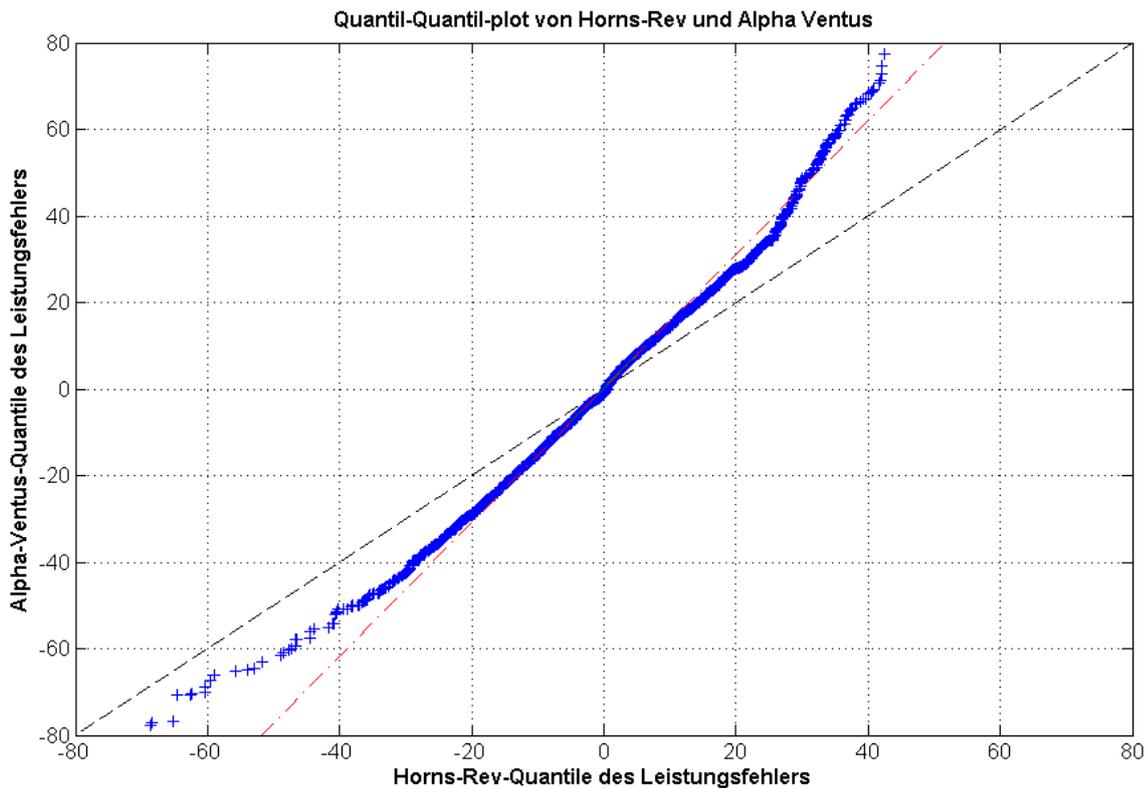


Abb. 25: Quantile der Verteilung der Prognosefehler von Horns Rev und Alpha Ventus im Vergleich

Die beiden Parks zeigen unterschiedliche Fehlerverteilungen, so dass für die Berechnung der Offshoreverteilung die gewichtete Summe beider Verteilungen bestimmt wurde. Horns Rev wurde bei der Hochrechnung ein stärkeres Gewicht gegeben, da es bei Alpha Ventus im zur Verfügung stehenden Zeitraum mehrere Abregelungen gegeben hat. Zudem liegen für Horns Rev Daten über einen längeren Zeitraum vor.

Für die eigentliche Berechnung der Prognosefehlerverteilungen wurde eine Regionsgröße von 220 km mit einem Skalierungsfaktor von 0,65 verwendet. Dieser Skalierungsfaktor wurde aus der Regression in Abb. 21 bestimmt. Die hiermit erhaltene Prognosefehlerverteilung wurde wie bei der Onshore-Windenergie mit der installierten Leistung normiert, so dass sie als relative Größe vorliegen und anschließend auf die in den Ausbauszenarien betrachteten installierten WEA-Leistungen linear skaliert.

Die gewählte Skalierung geht von einer Verteilung der Anlagen über das Planungsgebiet der Deutschen Bucht aus. Die Modellierung dürfte also für den endgültigen Ausbau angemessene Ausgleichseffekte und damit auch Fehlerverteilungen erzeugen. Für geringe Ausbaustufen, in denen eventuell nur ein Teil der Deutschen Bucht genutzt wird, tendiert die Modellierung zu einer

Überschätzung der Ausgleichseffekte und entsprechend zu einer etwas optimistischen Fehlerverteilung.

3.2.1.4 Gemeinsame Berücksichtigung von On- und Offshore-WEA

Durch Addition der gestauchten Zeitreihe der Prognosefehler für die Offshore-Region zu der entsprechenden Onshore-Zeitreihe wird die gemeinsame Fehlerzeitreihe unter Berücksichtigung der Zeitgleichheit erstellt. Die Gewichtungen der Prognosefehler erfolgen gemäß der On- und Offshore installierten WEA-Leistungen entsprechend der Ausbauszenarien (siehe Tab. 2). Um die Kombination zu erreichen, wurden Onshore- und Offshore-Prognosefehler-Zeitreihen getrennt auf das gewünschte Niveau der installierten Leistung hochgerechnet und dann zeitpunktscharf addiert. Für die weiteren Untersuchungen werden die nach diesem Verfahren berechneten Fehlerverteilungen verwendet.

3.2.2 Gradienten der Windenergieeinspeisung

3.2.2.1 Gradienten Onshore

Neben den Fehlerverteilungen wurde auch eine Verteilung der in der Ist-Hochrechnung aufgetretenen Gradienten von Viertelstunde zu Viertelstunde als Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Viertelstundenmittelwerten ermittelt. Die Gradienten wurden (wie auch die Prognosefehler) monatlich mit der jeweiligen installierten Leistung normiert, so dass diese über den gesamten Zeitraum (Januar 2006 bis September 2011) als miteinander vergleichbare relative Größe vorliegen.

Die Ergebnisse für die auf eine einheitliche installierte Leistung von 30 GW skalierten Gradienten sind in der folgenden Abbildung zu sehen. Sie gehen in die Ermittlung des EE-Rauschens (siehe Abschnitt 2.1.3) ein. Grundsätzlich ist mit einem Anstieg des prognostizierten Einspeiseniveaus ein verstärktes Auftreten hoher Gradienten zu beobachten. Die stärksten Gradienten treten in der 45 %-Einspeiseklasse (Leistungsniveau, siehe Abschnitt 3.2.3) auf. Bei der höchsten Einspeiseklasse gehen die Gradienten wieder etwas zurück.

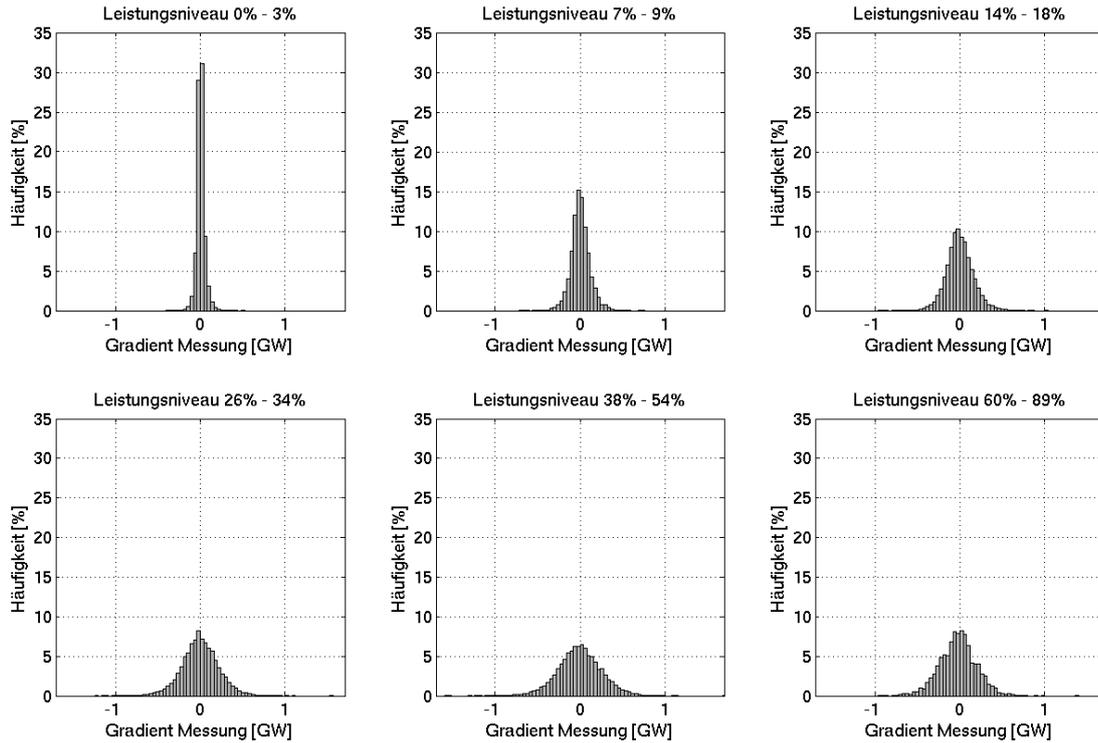


Abb. 26: Verteilung aufgetretener 15 min-Gradienten der tatsächlichen Windenergieeinspeisung onshore in Abhängigkeit vom Prognoseniveau

3.2.2.2 Modellierung der Gradienten Offshore

Für die Offshore-Region existiert noch kein hinreichendes Portfolio, um die Gradienten, die bei den betrachteten Parks beobachtet wurden einfach zu skalieren. Es ist daher eine Modellierung der erwarteten Offshore-Gradienten erforderlich.

Zu diesem Zweck wurde das Verhalten der Gradienten anhand von Einzelwindparks der Kontrollregion Weser-Ems überprüft. Hier lässt sich kein maßgeblicher Zerfall mit der Entfernung der Parks feststellen, d. h. für die Gradienten spielt die Größe der Region keine so große Rolle wie bei der räumlichen Glättung der Prognosefehler.

Vielmehr hängt die Glättung der Gradienten von der Zahl der betrachteten Parks ab. Je mehr Parks gemeinsam betrachtet werden, desto kleinere Faktoren müssen herangezogen werden um auf die Portfoliogradienten zu schließen. Der Zerfall geht mit der Hinzunahme weiterer Parks in eine Sättigung über. Bei genügend vielen Parks sind die Gradienten eines Portfolios bezogen auf die installierte Leistung insgesamt etwa um den Faktor 4 kleiner als die eines Einzelparks.

Interessant ist dabei jedoch, dass die Gradienten sich nicht einheitlich skalieren lassen, sondern von der Größe des Gradienten abhängen. So müssen die Gradienten der Randquantile (also besonders große positive und negative Gradienten) stärker gestaucht werden als die Gradienten in der Mitte der Verteilung. Abb. 27 zeigt die ermittelte Funktion der Kontrollregion Weser-Ems, um für verschieden große Gradienten der Einzelparks auf die Gradienten des Ensembles zu schließen. Jeder Punkt dieser Kurve (in der Grafik: gemittelte Quantile mehrerer Standorte) wurde folgendermaßen ermittelt:

Zunächst wurden alle Gradienten relativ betrachtet, das heißt mit der installierten Leistung des betroffenen Parks/Ensembles normiert. Anschließend wurden die Gradienten der Einzelparks, sowie des Ensembles der Größe nach sortiert. Dann wurden die kleinsten Gradienten (also die am stärksten negativen Gradienten) miteinander verglichen, und ein Faktor zwischen dem Gradienten des Einzelparks und dem des Ensembles ermittelt. Diese Faktoren wurden für verschiedene Gradienten bestimmt.

In Abb. 27 ist der Verlauf dieser Faktoren über die Gradienten aufgetragen. Dabei sind auf der X-Achse die Quantile der Gradienten aufgetragen.

Es ist ersichtlich, dass die am stärksten negativen Gradienten (am linken Rand der Grafik) und die am stärksten positiven Gradienten (am rechten Rand der Grafik) am stärksten gestaucht werden müssen, um das Verhalten des Ensembles abzubilden.

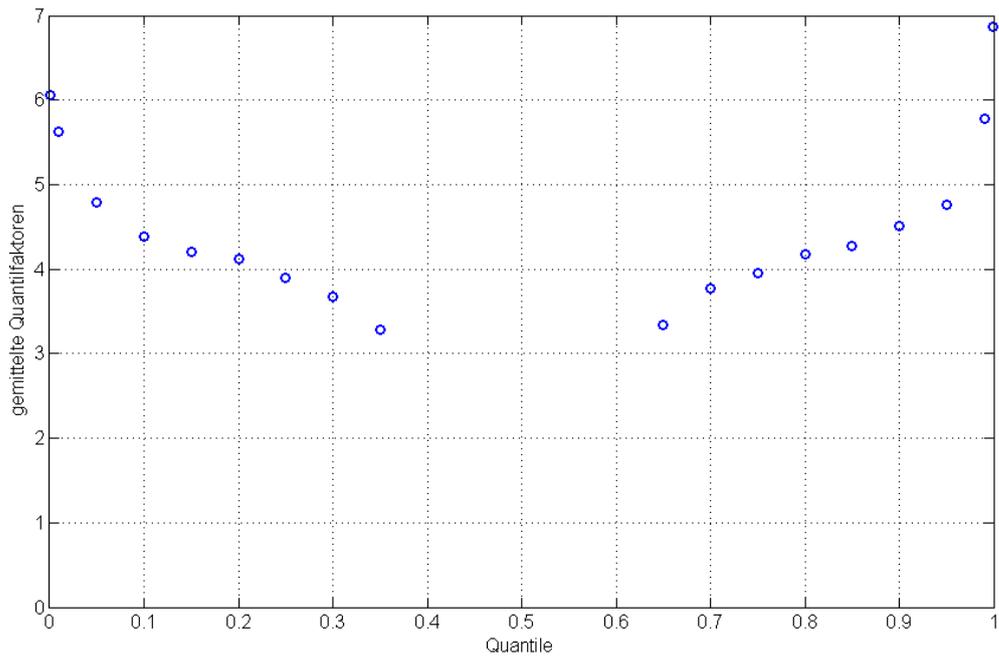


Abb. 27: Empirisch ermittelte Faktoren, um von relativen Gradienten der Einzelparks auf relative Gradienten der Region zu schließen (Beispiel Kontrollregion Weser-Ems)

Für Offshore legt Abb. 28 nahe, dass die großen Gradienten ebenfalls stärker gestaucht werden müssten als die kleinen. Das Niveau der Faktoren ist geringer, weil es sich bei dem hier betrachteten Ensemble nur um zwei Parks handelt.

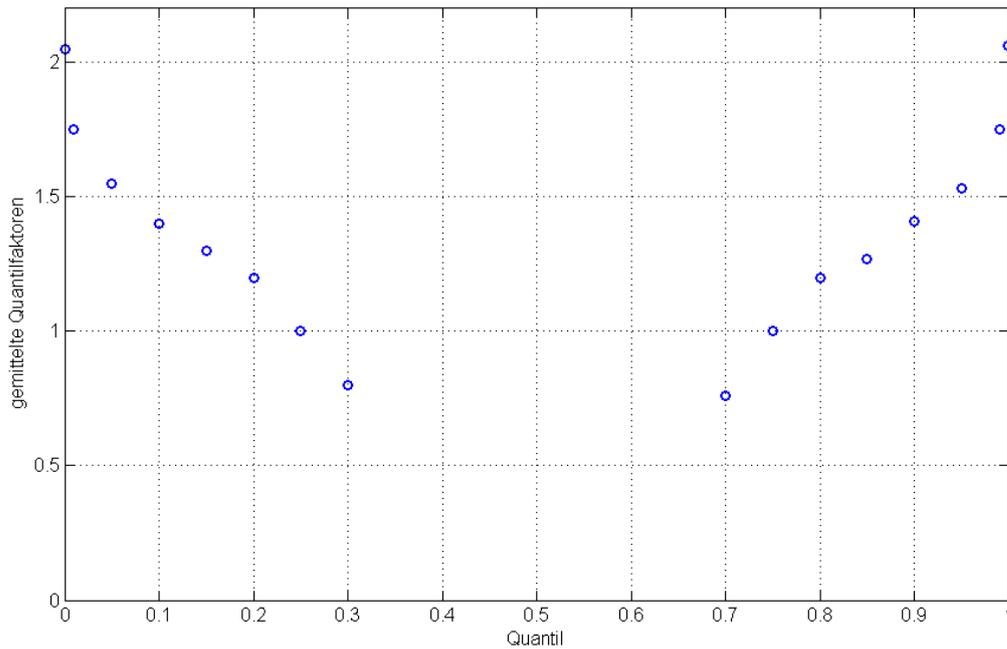


Abb. 28: Empirisch ermittelte Faktoren um von Gradienten der Einzelparks (offshore) auf Gradienten des Ensembles (2 Offshore-Parks) zu schließen

Da für eine Analyse der Offshore-Gradientenfaktoren für ein größeres Ensemble keine Datenbasis zur Verfügung steht und die Analyse der Ausgleichseffekte qualitativ ein ähnliches Verhalten wie das Verhalten der Kontrollregion ergibt und diese eine vergleichbare Größe wie das Planungsgebiet der Offshore-Region in der deutschen Bucht hat, wurden die für die Kontrollregion Weser-Ems ermittelten Faktoren, sowie lineare Interpolationen dieser Werte für die Quantile dazwischen, auch auf die Offshore-Windparks angewandt.

Gemeinsame Berücksichtigung von On- und Offshore-WEA

Analog zu dem Vorgehen zur Ermittlung der gemeinsamen Prognosefehlerverteilungen wird auch für die Gradienten eine gemeinsame Zeitreihe für die Ausbauszenarien (siehe Tab. 2) mit der Gewichtung gemäß der Onshore und Offshore installierten WEA-Leistungen erstellt.

Dabei wurden aus der Einspeisezeitreihe der Offshore-Windparks zunächst die Gradienten bestimmt. Diese wurden abhängig von ihrer Größe mit den im vorherigen Kapitel ermittelten Faktoren gestaucht, bevor Sie mit der erwarteten installierten Offshore-Leistung skaliert wurden.

3.2.3 Variation der windbezogenen Einflussgrößen

3.2.3.1 Variation der installierten Leistung von Windenergieanlagen

Die bei den Berechnungen zu berücksichtigenden Onshore und Offshore installierten WEA-Leistungen wurden vom UBA vorgegeben und sind in Tab. 2 zusammengefasst. Es werden sowohl Szenarien mit ausschließlich Onshore als auch verschiedene Kombinationen von Onshore und Offshore installierter WEA-Leistung betrachtet. Die Modellierung der Offshore-Zeitreihen wurde hier nur für die Nordsee vorgenommen, da hier eine bessere Datenbasis zur Verfügung stand und der überwiegende Teil der geplanten Projekte in der Nordsee liegt. In Tab. 2 sind die zentralen Verknüpfungen, mit denen die Einflüsse von insgesamt installierter WEA-Leistung und deren Aufteilung auf Onshore und Offshore gut analysiert werden können, farblich markiert.

Tab. 2: Vorgegebene Ausbauszenarien der Windenergie unterteilt nach Onshore- und Offshore-Anteil

Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Summe	0	20	30	40	40	60	60	90	90	120	120
Onshore	0	20	30	40	35	60	48	90	60	90	70
Offshore	0	0	0	0	5	0	12	0	30	30	50

Die Ermittlung der Prognosefehlerverteilungen und Gradienten der Windenergieeinspeisung erfolgt für die berücksichtigten installierten WEA-Leistungen wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben (bei der Onshore-Windenergie gilt dies für alle Varianten mit heutiger Anlagenverteilung und heutiger Anlagentechnik).

3.2.3.2 Variation relativer prognostizierter Einspeisung

Neben der Variation der absoluten *installierten* Windenergieleistung, soll in dieser Studie auch die Abhängigkeit der vorzuhaltenden Regelleistung von der in einer bestimmten Situation *eingespeisten* Windleistung bzw. der für eine bestimmte Situation *prognostizierten* Windleistung bestimmt werden. Dazu wird in dieser Studie, anders als heute bei der Reservebemessung üblich, keine situationsunabhängige Reservebemessung auf Basis der Daten z. B. zum Prognosefehler der Windenergieeinspeisung eines gesamten Jahres durchgeführt. Stattdessen werden mehrere Reservebemessungen durchgeführt, die jeweils die charakteristischen Unterschiede der windbedingten Einflussgrößen der Reservebemessung für definierte unterschiedliche Einspeiseniveaus der Windenergie berücksichtigen. Da die Reservebemessung und -ausschreibung jedoch stets mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf zum Betrieb geschehen muss, kann die für eine situationsabhängige Reservebemessung notwendige Klassifizierung nach Einspeiseniveau nicht auf die tatsächlich eingespeiste Windleistung zurückgreifen, sondern es muss die prognostizierte Windleistung

lung als Klassifizierungskriterium verwendet werden. In diesem Abschnitt wird hergeleitet, welche Klassen prognostizierter Windleistung sich hinsichtlich der für die Reservebemessung relevanten Eigenschaften signifikant und systematisch unterscheiden.

Abb. 29 stellt die 0,025 % und 99,975 %-Quantile der Day-Ahead-Prognosefehler für das deutsche Windportfolio dar. Die Höhe eines Balkens stellt also den Wert dar, bei dem 0,025 % der Werte unterhalb (rot), bzw. 99,975 % der Werte unterhalb liegen (blau). Es wird dabei zwischen definierten Einspeiseklassen unterschieden, deren Breite der Breite der dargestellten Balken entspricht. Gäbe es keine anderen Ursachen für Bilanzabweichungen im Elektrizitätssystem als den Windleistungsprognosefehler, so könnte man die Quantile als direkten Beitrag des Windleistungsprognosefehlers zum Reservebedarf (blau: negative Reserve, rot: positive Reserve) bezeichnen.

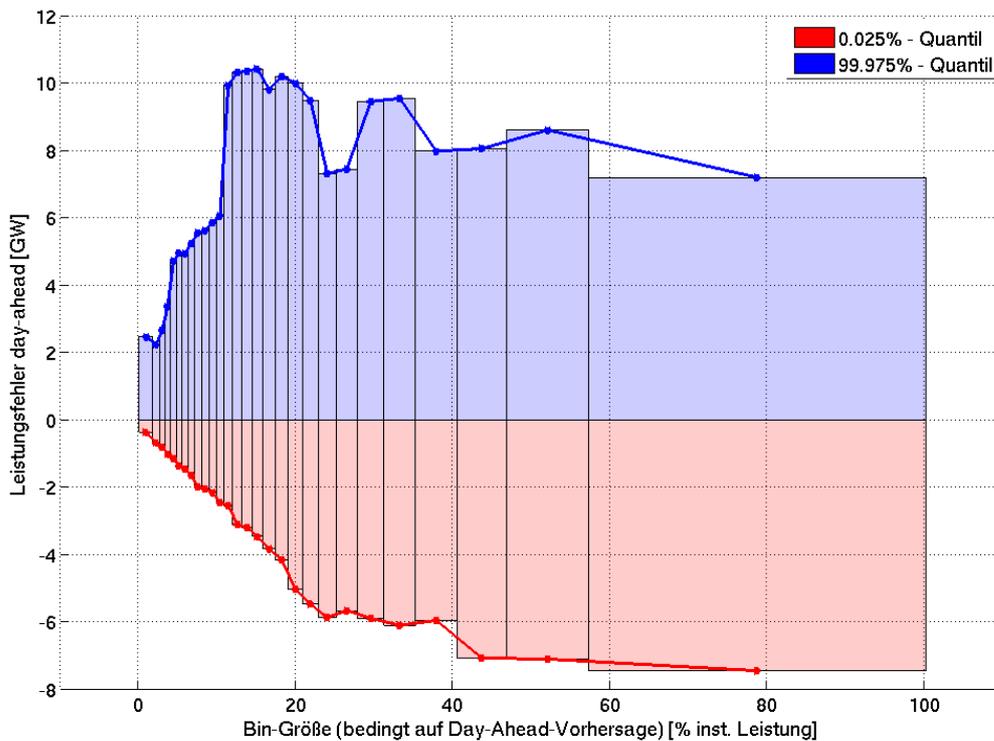


Abb. 29: Quantile des Day-Ahead-Fehlers des deutschen Windportfolios, voller Leistungsbereich

Abb. 29 zeigt, dass die hohen Einspeisungen nicht die größten positiven Bilanzabweichungen und damit den größten negativen Reservebedarf verursachen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die theoretisch mögliche Überspeisung in diesen Fällen begrenzt ist - wird bereits eine hohe Leistung prognostiziert, ist die nochmals deutliche Überschreitung dieser Leistung durch die ma-

ximale installierte Leistung begrenzt. Dennoch treten in der niedrigsten betrachteten Einspeiseklasse noch geringere Überspeisungen auf. Die Prognosequalität ist bei niedrigen Einspeisungen offensichtlich besser.

Auffällig ist hier ein Maximum im Bereich zwischen 15 und 20 % für negative Reserve. Bei der Analyse dieses Bereiches wurde festgestellt, dass diese großen Überspeisungen für diesen Leistungsbereich tatsächlich typisch sind. Sie werden durch Wettersituationen hervorgerufen, bei denen kleine Tiefs, teilweise als Randtief eines größeren Tiefdrucksystems, über Deutschland hinweg ziehen bzw. Deutschland streifen. Die korrekte Vorhersage der Zugbahn und der zeitlichen Entwicklung dieser Tiefs ist scheinbar eine große Herausforderung für die numerischen Wettervorhersagen. Unterschätzen die Wettermodelle das mit den Tiefs einhergehende Windaufkommen, so treten in einzelnen Fällen sehr große positive Prognosefehler in der Windleistung auf. Eine Einzelfallanalyse aller Vorkommnisse in dem betrachteten Zeitraum hat ergeben, dass sich die Fehlermuster bei diesen Wetterlagen tatsächlich sehr stark ähneln. Insbesondere liegt das prognostizierte Einspeiseniveau, auf das ja in den Fehlerverteilungen bedingt wird, zwischen 15 und 20 %. Daraus folgt, dass die in den Verteilungen in Abb. 29 deutlich erkennbare „Beule“ bei positiven Abweichungen relevant ist und die Einspeiseklasse so gewählt werden sollten, dass dieses Phänomen abgedeckt wird.

Demgegenüber konnte das zweite Maximum aus Abb. 29 bei etwa 30 % Einspeisung nicht als systematisch erkannt werden. Diese Fehler könnten genauso auch bei 25 oder 35 % Einspeisung auftauchen.

Für die Variation der relativen prognostizierten Windenergieeinspeisung wird zunächst eine Einspeiseklasse betrachtet, die das Maximum der Überspeisung beinhaltet (bei etwa 16 %). Damit eine gleichmäßige Abtastung des gesamten Einspeiseleistungsbereichs gewährleistet ist, wird die zweite Stützstelle der Einspeiseklasse auf 8 %, die dritte auf 30 % und die vierte auf 45 % festgesetzt. Die Einspeiseklasse mit der höchsten relativen Windleistungseinspeisung wird auf 70 % und die mit der niedrigsten auf 2 % festgelegt. Das Ergebnis der beschriebenen Wahl der Einspeiseklasse bezüglich des windbedingten Fehlers zeigt Abb. 30.

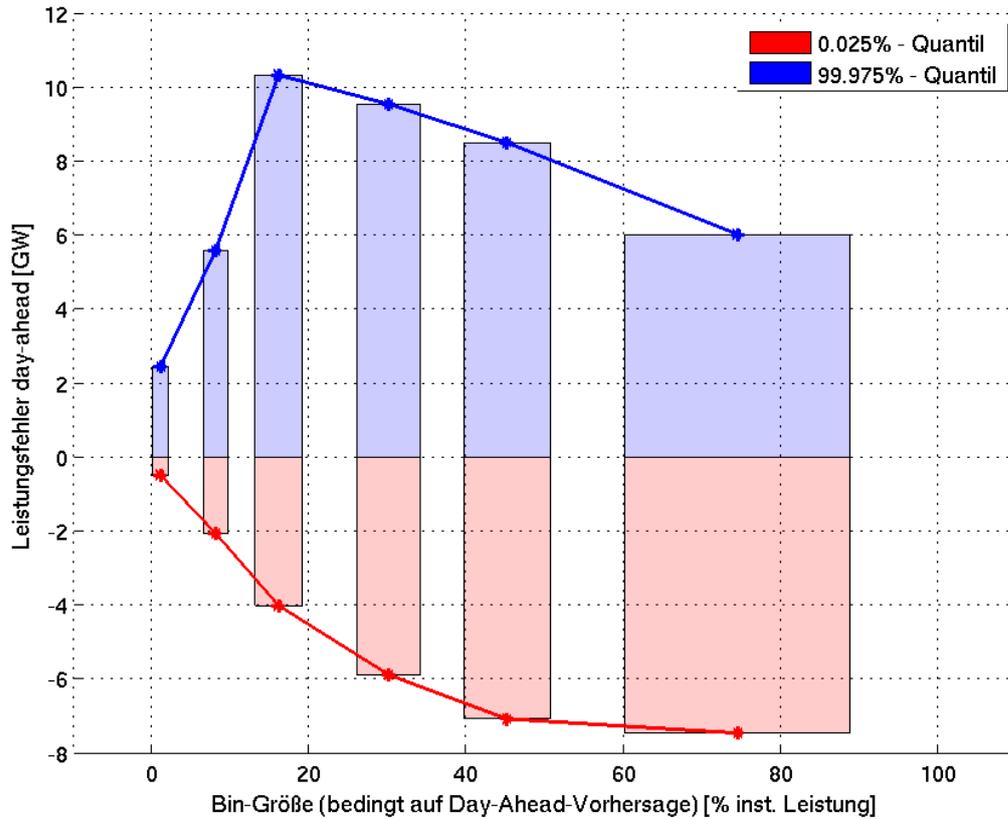


Abb. 30: Quantile der Day-Ahead-Prognose nach endgültiger Wahlder Einspeiseklassen

Tab. 3 fasst die endgültige Festlegung der Einspeiseklassen sowie die Anzahl der zur Parametrierung der Verteilungen verfügbaren Datenpunkte (hier nur Onshore-Windenergie) zusammen. Die Einspeiseklassen wurden sowohl für Onshore als auch für Offshore verwendet.

Tab. 3: Einspeiseklassen für die Windenergieeinspeiseniveaus

Mittelwert der Einspeiseklassen	Breite der Klasse	Zahl der Werte
2 %	0-3,1	Etwa 20.000 (10,4 %)
8 %	6,5-9,5	Etwa 23000 (11,7 %)
16 %	14-18	Etwa 20.000 (10,0 %)
30 %	26-34,5	Etwa 17.000 (8,7 %)
45 %	38-54	Etwa 15.000 (7,5 %)
70 %	60-88	Etwa 6.500 (3,3 %)

Die 2 % Klasse beinhaltet die „0“ also den unteren Rand der vorhergesagten Einspeisung, die 70 % Klasse beinhaltet das Maximum der vorhergesagten Einspeisung. Um beide Randpunkte müssen

genügend Werte zur Erstellung einer bedingten Verteilung vorliegen, daher ergibt sich eine gewisse aber unvermeidbare Unschärfe.

3.2.3.3 Variation der Prognosegüte und der Anlagentechnik

Aufgrund der grundsätzlich bestehenden Unsicherheiten und fehlender Daten zu Prognosefehlern für die Betrachtung einer zukünftig möglichen Prognosegenauigkeit und neuer Anlagentechnik, wird der Einfluss beider Faktoren gemeinsam (auf Basis geeigneter Näherungen) im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Zuerst wird der Einfluss der Prognoseverbesserungen, anschließend der Einfluss der neuen Anlagentechnik analysiert. Dabei wird dargestellt, dass der Effekt der neuen Anlagentechnik den Effekt einer verbesserten Prognosegüte etwas verringert. Die Verbesserung der Prognosegüte hat hier jedoch einen größeren Einfluss auf den Regelleistungsbedarf.

Für die Analyse der Prognosegenauigkeiten wird die Kenngröße capacity factor (auch Arbeitsausnutzung genannt) berücksichtigt. Sie beschreibt den Quotient aus der tatsächlich erzeugten zur theoretisch erzeugbaren Arbeit. Über diese Größe lassen sich die Prognoseverbesserungen der letzten Jahre sowie projizierte zukünftige Verbesserungen unabhängig von dem jeweiligen Windjahr, d. h. der schwankenden Höhe des Jahresertrags, betrachten. Weiterhin erlaubt der capacity factor, den Einfluss von Windkraftanlagen mit mehr Vollaststunden (durch höhere Nabenhöhen oder ein anderes Rotorfläche/Generatorleistung-Verhältnis) abzuschätzen.

Voranalyse bisher erfolgter Prognoseverbesserungen

energy & meteo systems verwendet bei der Erstellung der Windleistungsprognosen mehrere numerische Wettermodelle als Eingangsgrößen und erstellt daraus eine Kombinationsprognose, mit der eine höhere Genauigkeit erzielt wird als mit jedem der Einzelmodelle (siehe Abschnitt 3.2.1).

Aus der Analyse der Verbesserung der Windleistungsprognosen in den letzten Jahren sowie den statistischen Ausgleichseffekten zwischen einzelnen Wettermodellen können Annahmen über die zukünftige Prognosegüte getroffen werden. Für eine Abschätzung der Prognoseverbesserung wird auf die Entwicklung der Prognosequalität der vergangenen 6 Jahre zurückgegriffen. Hauptaugenmerk für weitere Prognoseverbesserungen liegt in der Verbesserung der Vorhersage spezifischer Ereignisse wie Rampen, Stürme und anderer Extremwetterlagen. Für das zukünftige Prognoseniveau werden daher eine Verbesserung der Vorhersage dieser Einzelereignisse sowie weitere Fortschritte in der numerischen Wettervorhersage angenommen.

Der Einfluss des wachsenden Anteils der Offshore-Windparks an der Windeinspeisung wird anhand bekannter Ausbauszenarien untersucht. Aufgrund der starken Unterschiede zwischen den meteorologischen Bedingungen über dem Meer und an Land sind hier größere Einflüsse auf die Charakteristik der Prognoseabweichungen zu erwarten. Ob die Prognosen generell besser oder schlechter werden als für Onshore-Parks, kann pauschal nicht beantwortet werden. Den positiven Effekten wie flache Oberfläche, keine Hindernisse und gleichmäßige Wassertemperatur stehen höhere Windgeschwindigkeiten und eine starke Konzentration der Windparks auf kleinem Gebiet gegenüber.

Für die Abschätzung einer Verbesserung der Prognosequalität wurden die Daten der Jahre 2006 bis 2011 auf ihre Prognosequalität hin untersucht. Als Maß für die Prognosegenauigkeit wird der in Deutschland in diesem Zusammenhang etablierte Mittlere Quadratische Fehler (root mean square error: RMSE) normiert auf die installierte Leistung verwendet. Aus folgender Abbildung ist erkennbar, dass der normierte RMSE zwischen 2006 und 2011 deutlich zurückgegangen ist. Auffällig ist weiterhin, dass das Jahr 2007 einen erheblich schlechteren RMSE aufweist als das Jahr 2006.

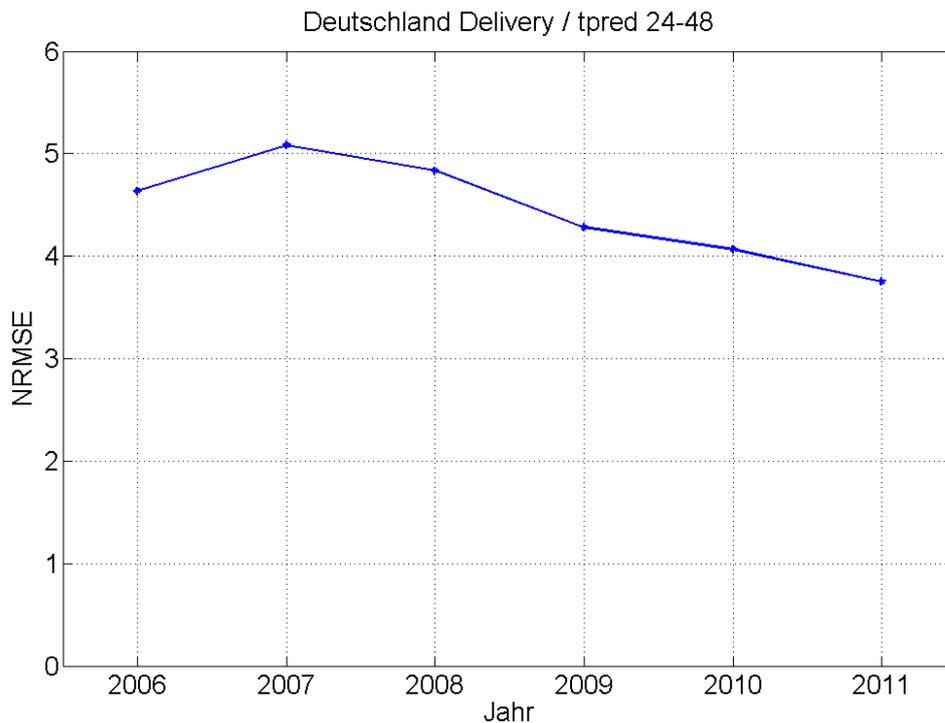


Abb. 31: RMSE der Jahre 2006 bis 2011 normiert auf die installierte Leistung

Das Jahr 2007 war ein sehr windreiches Jahr. Das Einspeiseniveau hat erfahrungsgemäß Einfluss auf die Prognosequalität. Möchte man nun aus dem zeitlichen Verlauf des RMSE auf eine Veränderung der Prognosequalität schließen, ist zunächst die Verzerrung des Verlaufs durch das Auftreten unterschiedlich starker Windjahre zu eliminieren.

Es wurde daher auf einer monatlichen Basis der RMSE in Abhängigkeit vom capacity factor (auch Arbeitsausnutzung, Quotient aus tatsächlich erzeugter und theoretisch erzeugbarer Arbeit) bestimmt. Wie die folgende Grafik (Abb. 32) zeigt, gibt es einen starken Zusammenhang zwischen capacity factor und der erreichten Prognosequalität. Die Einfärbung der Datenpunkte stellt den Zeitpunkt des Ereignisses dar, von Anfang 2006 (tiefblau) bis September 2011 (grün). Dabei steht jeder Datenpunkt für den Zusammenhang von capacity factor und RMSE in einem Monat.

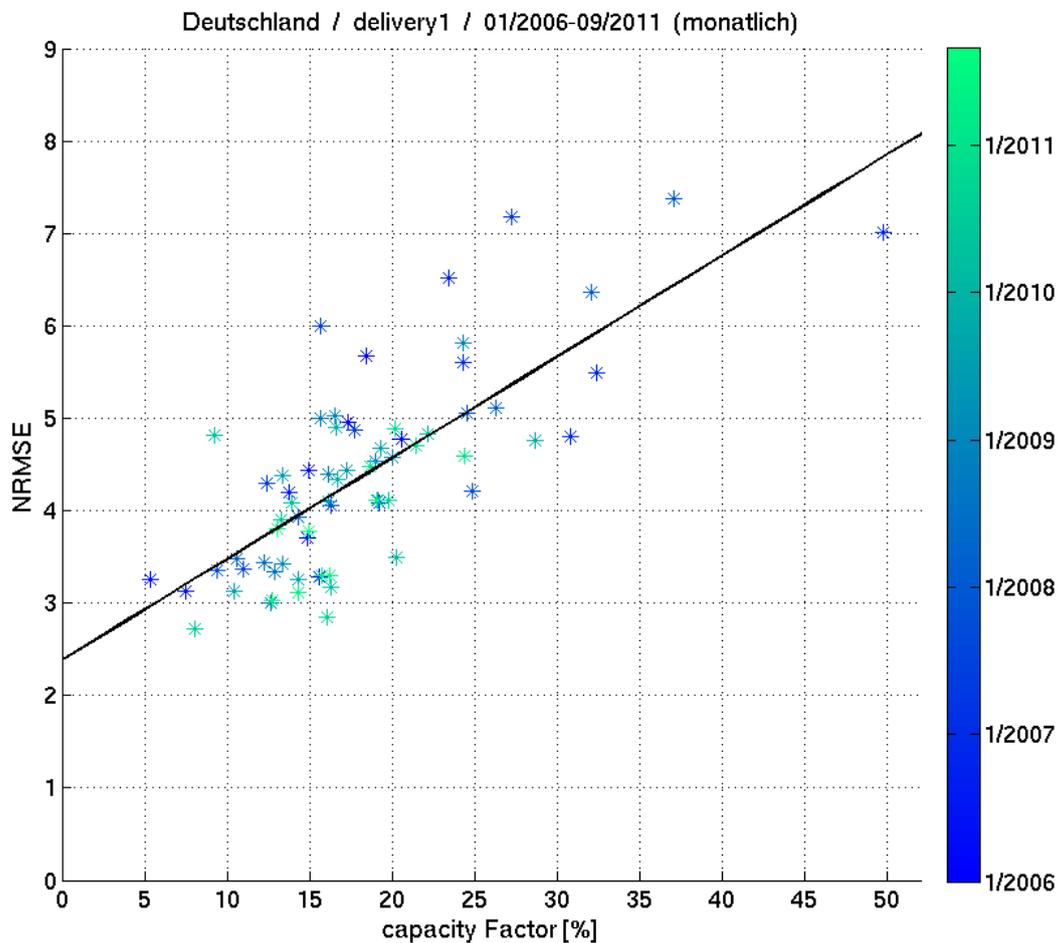


Abb. 32: Monatlicher RMSE normiert auf die installierte Leistung in Abhängigkeit vom capacity factor

In einem weiteren Schritt wurden Ausgleichsgeraden dieser Abhängigkeit für die einzelnen Jahre bestimmt (Abb. 33). Die Ausgleichsgeraden sind in der folgenden Grafik zu sehen. Hier fällt auf, dass die Ausgleichsgeraden der neueren Jahre 2009 und 2010 deutlich unterhalb der Jahre 2006 und 2007 liegen. In diesen Jahren wurde also bei gleichem capacity factor ein besserer RMSE erzielt als in den Jahren zuvor. Das Jahr 2008 weist im Vergleich zu den übrigen Jahren eine auffällig abweichende Charakteristik auf, die durch den starken Einfluss von Extremereignissen zu begründen ist. Da für das Jahr 2011 keine vollständige Datenbasis vorlag, wird dieses in den weiteren Untersuchungen nicht mehr betrachtet.

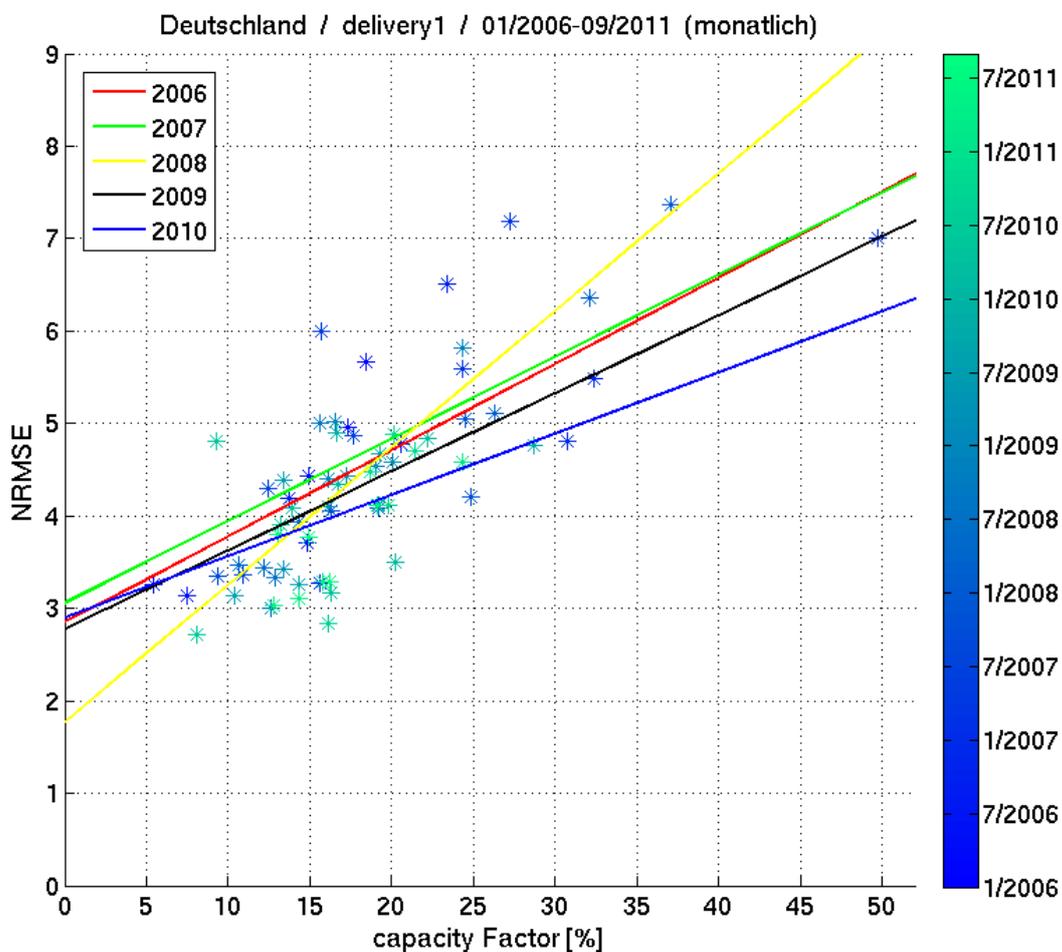


Abb. 33: Abhängigkeit des RMSE vom capacity factor in den Jahren 2006 bis 2010

Die Entwicklung der Prognosequalität für einen bestimmten capacity factor zeigt Abb. 34. Dabei wurden die RMSE-Werte der obigen Ausgleichsgeraden (Abb. 33) bei einem capacity factor von 20 % (dies entspricht im Mittel etwa der heutigen Technik) abgelesen und erneut aufgetragen. Der RMSE von 4,15 % des Jahres 2010 bei einem capacity factor von 20 % wird im Folgenden als

Indikator für heutige Prognosegüte verwendet. Auf Basis dieses Indikators wird der RMSE für die zukünftige Prognosegüte bei neuer Anlagentechnik ermittelt.

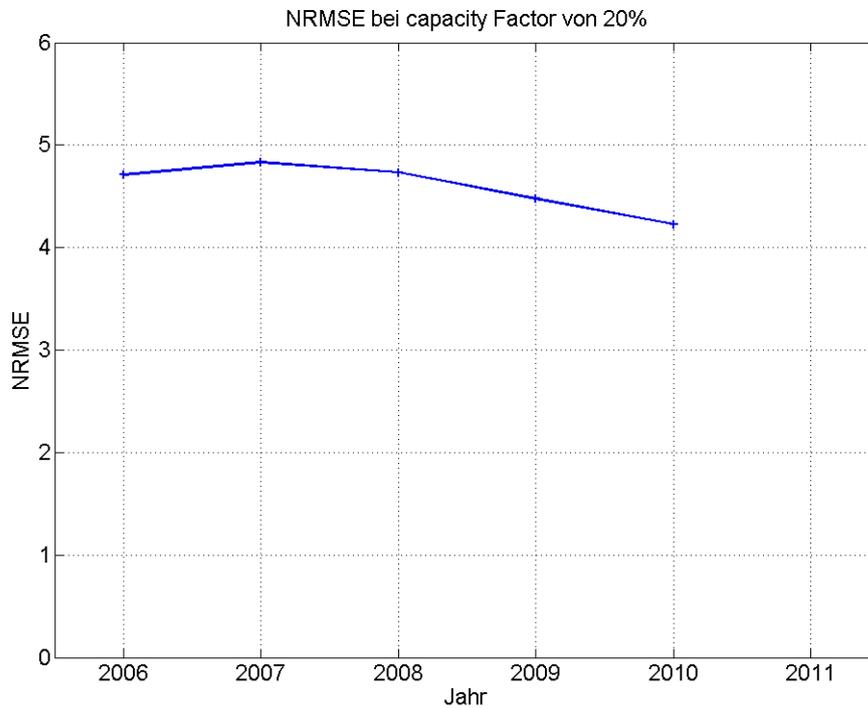


Abb. 34: RMSE der Jahre 2006 bis 2010 normiert auf die installierte Leistung bei einem capacity factor von 20 %

Im Vergleich zur nicht an das relative Einspeiseniveau angepassten Entwicklung des RMSE (Abb. 31) fällt auf, dass die Reduktion des RMSE gegenüber 2007 in den Folgejahren geringer ausfällt. Dies liegt daran, dass Abb. 34 die tatsächliche Verbesserung in den Vorhersagemodellen normiert auf ein Jahr mit einem capacity factor von 20 % widerspiegelt. D.h. die Verringerung des unkorrigierten RMSE ist nicht nur auf Verbesserungen der Prognosen, sondern auch auf die schwächere Windjahre zurückzuführen.

Prognoseverbesserungen bei heutiger Anlagentechnik

Die dena-Netzstudie 2 [8] errechnet ein verbessertes Prognoseniveau von 40 bis 50 % des zum damaligen Zeitpunkt der Studiererstellung bestehenden Prognosefehlers.

Verbesserungspotentiale	relative RMSE Verbesserung in %
Windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells	8 – 10
Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation	15 – 20
Selektion optimaler Eingangsparameter	15 – 20
Verwendung real gemessener Wetterdaten (bei Kurzzeitprognosen)	10 – 15
Gesamt	40 – 50

Abb. 35: Verbesserungspotentiale entsprechend dena 2 Studie [8]

Einige der angesprochenen Verbesserungspotentiale werden jedoch beim heutigen Stand der Prognosen schon eingesetzt. Diese sind „Anwendung mehrere Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation“ und die „Auswahl des Prognosemodells“.

Wird dies vom errechneten Potential abgezogen, so scheint eine weitere Reduktion des RMSE um ein Viertel für den deutschen Onshore-Anteil mittelfristig möglich. Im Folgenden werden daher die zuvor errechneten Onshore-Verteilungen mit dem Faktor 0,75 (der aktuelle RMSE aus dem Jahr 2010 beträgt etwa 4,15 % bei einem capacity factor von 20 %) gestaucht, so dass ein zukünftiges Prognosegüteniveau mit einem RMSE von 3,11 % resultiert, d. h. die absolute Verbesserung liegt bei 1,04 %.

Für den Offshore-Anteil wird dieselbe Verbesserung angenommen, da hier dieselbe Prognosetechnik eingesetzt wird. Allerdings ist der RMSE für den Offshore-Anteil höher, was teilweise in einem höheren capacity factor begründet ist.

Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (Gesamtverteilung der Prognosefehler)

Neben der verbesserten Prognosetechnik wird künftig überwiegend eine andere Anlagentechnik zum Einsatz kommen. Die modernen Anlagen zeichnen sich durch größere Nabenhöhen und ein größeres Rotorfläche/Generatorleistung-Verhältnis aus. Die neue Anlagentechnik führt damit zu höheren capacity Faktoren.

Von diesem capacity factor hängt die Güte der Prognose (nur die Gesamtverteilung der Fehler) stark ab (siehe Abb. 32 und Abb. 33). Wird nun angenommen, dass alle Anlagen auf „neuer Anlagentechnik“ basieren, erhöht sich der capacity factor auf fast 30 % (Daten aus [10]). Für diesen capacity factor gilt es nun, die passende Prognosegüte für den zukünftigen Stand der Prognosetechnik zu ermitteln. Die Vorgehensweise zur Abschätzung der Prognosegüte für eine neue Anlagentechnik mit einem höheren capacity factor, ist in Abb. 36 dargestellt.

Das verbesserte Prognoseniveau wird in dieser Studie als eine absolute Verbesserung des RMSE über den kompletten Bereich der hier betrachteten capacity Faktoren angenommen. D.h. bei jedem capacity factor ist die gleiche Verbesserung von 1,04-Prozentpunkten möglich, wie sie für den capacity factor von 20 % ermittelt wurde. Dies ist insbesondere für die Abschätzung der Prognosegüte für die zukünftige Anlagentechnik, die zu größeren capacity Faktoren führt, eine konservative Abschätzung. Für kleinere capacity Faktoren wäre diese absolute Verbesserung ungeeignet, aber dieser Fall spielt hier keine Rolle.

In Abb. 36 ist das Vorgehen visualisiert: Für capacity Faktoren ab 20 % können die zukünftigen Prognosegüten als RMSE (rote Linie) aus der parallel um 1,04-Prozentpunkten verschobenen Geraden der heutigen Prognosegüte (schwarze Linie) abgelesen werden.

Ausgehend von heutiger Prognosegüte und heutiger Anlagentechnik mit einem capacity factor von 20 % (gelbes Kreuz) ergibt sich bei heutiger Prognosegüte für die zukünftige Anlagentechnik mit einem capacity factor von 30 % ein RMSE von 5,10 %. Durch die Prognoseverbesserungen reduziert sich der RMSE um 1,04 %. Somit ergibt sich eine zukünftige Prognosegüte von 4,06 % RMSE für die neue Anlagentechnik (rotes Kreuz).

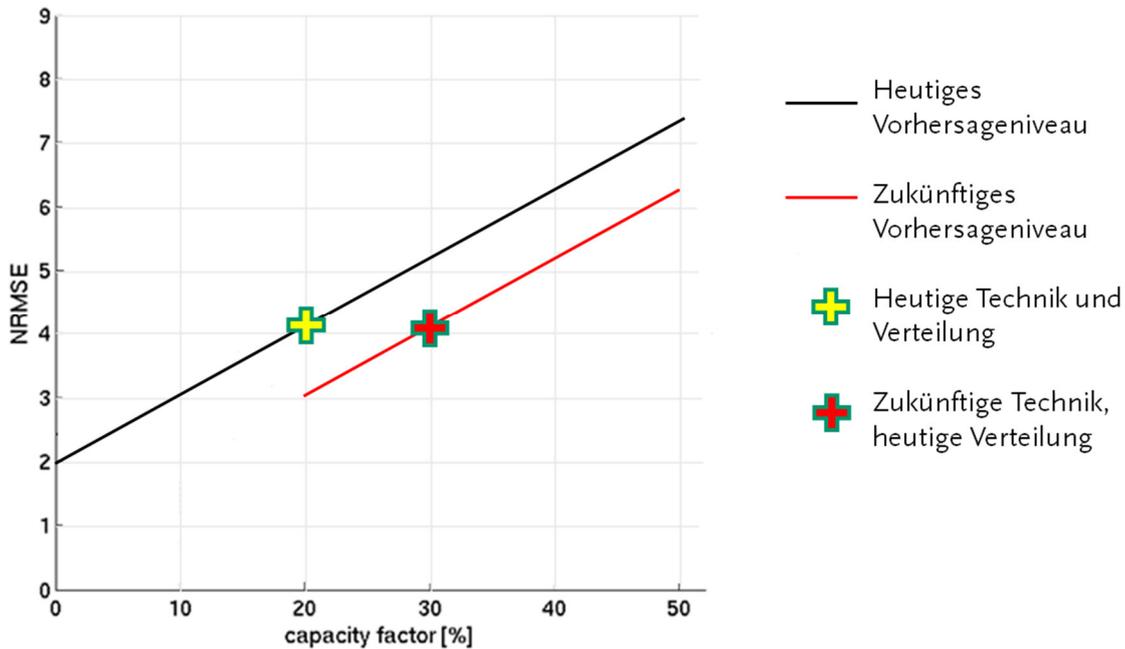


Abb. 36: Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Gesamtverteilung der Prognosefehler)

Um nun ausgehend von den empirischen Daten für heutige Anlagentechnik bei heutiger Prognosegüte zu (unbedingten) Fehlerverteilungen für die zukünftige Anlagentechnik mit zukünftiger Prognosegüte zu gelangen, werden die Gesamtverteilungen des Ausgangsfalles herangezogen und mit dem Verhältnis der Prognosegüten so gestaucht, dass der RMSE für den gewünschten Fall eingehalten wird. Das heißt, um von der Ausgangsverteilung (gelbes Kreuz in Abb. 36) zu der Verteilung mit zukünftigen Prognoseniveau und künftiger Anlagentechnik (rotes Kreuz) zu gelangen, wird die Ausgangsverteilung mit dem Faktor $4,06/4,15=0,979$ gestaucht. Die Gradienten bleiben dabei unberührt.

Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (Prognosefehler der Einspeiseklassen)

Die Veränderungen des capacity factors dürfen nur für die Ermittlung der Skalierungsfaktoren der unbedingten Verteilungen (Gesamtverteilung der Prognosefehler) berücksichtigt werden. Für die bedingten Verteilungen (Prognosefehler der Einspeiseklassen) muss eine andere Vorgehensweise gewählt werden. Eine Veränderung des capacity factors durch eine andere Anlagen-

technik verändert zwar die Prognosegüte des Portfolios. Dieser Effekt ist jedoch dadurch zu erklären, dass häufiger hohe Einspeisungen auftreten, die mit hohen Fehlern verbunden sind, und nicht dadurch, dass sich das Fehlerniveau einer bestimmten Einspeiseklasse ändert. Es ändert sich also nur die Häufigkeit mit der die WEA-Einspeisung innerhalb einer bestimmten Leistungsklasse auftritt, wobei häufiger höhere Leistungen auftreten. Das Fehlerniveau einer bestimmten Leistungsklasse ist jedoch weitgehend unabhängig vom capacity factor.

Daher wird die Veränderung des RMSE aufgrund eines veränderten capacity factors nicht bei den bedingten Verteilungen (Prognosefehler der Einspeiseklassen) berücksichtigt, sondern nur die Veränderung aufgrund der zukünftigen Prognosegüte. Damit lassen sich die RMSE Werte für die bedingten Verteilungen aus Abb. 37 ablesen.

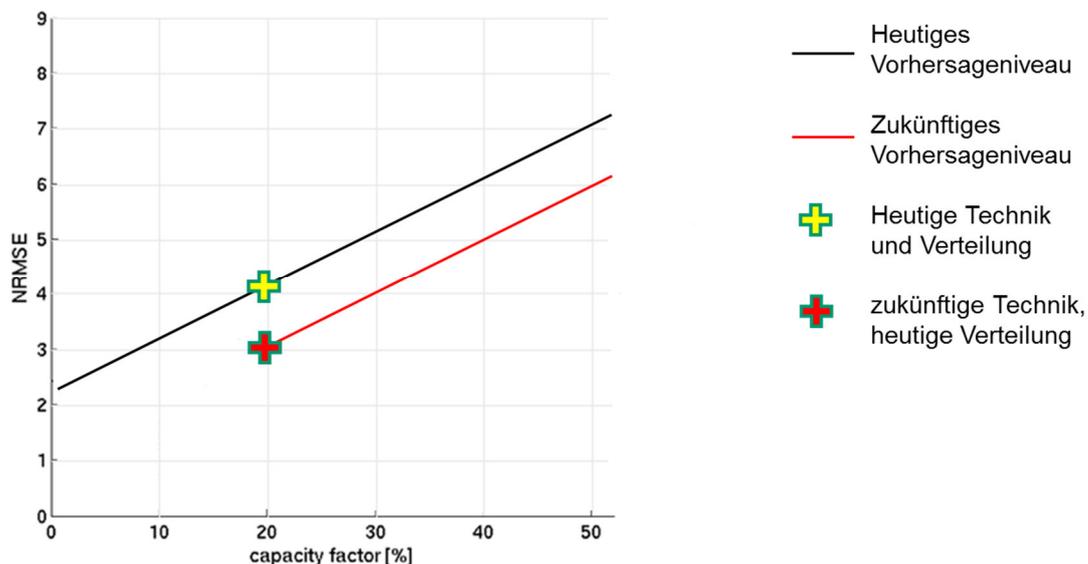


Abb. 37: Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Prognosefehler der Einspeiseklassen)

Es lassen sich aus Abb. 37 dann folgende Prognosegüten als RMSE ablesen:

- Gelbes Kreuz (Ausgangsfall: heutige Prognosegenauigkeit, heutige Anlagentechnik): 4,15 %
- Rotes Kreuz (zukünftige Prognosegenauigkeit, neue Anlagentechnik): 3,11 %

Aus den Verhältnissen der RMSE leiten sich dann die jeweils verwendeten Stauchungsfaktoren ab, die auf die bedingten Fehlerverteilungen des Ausgangszenarios angewendet werden (siehe auch „Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (Gesamtverteilung der Prognosefehler)“).

Ausblick Verbesserung der Prognosen

Für signifikante weitere Verbesserung der Leistungsprognosen sei auf mögliche wesentliche Verbesserungen der numerischen Wettermodelle selbst verwiesen. Diese müssen mit Eingangsdaten zum aktuellen Istzustand initialisiert werden, um den Modelllauf zu starten. Für weite Teile der Erde, wie die Ozeane, die teils wetterbestimmenden Einfluss haben, besteht heute eine äußerst geringe Informationsdichte über die aktuellen meteorologischen Bedingungen.

Sollte diese Informationsdichte, insbesondere durch die Installation von zusätzlichen Wetterbojen im Atlantik und flächendeckende Messungen der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhen verbessert werden, wird ein hohes Potential zur Verbesserung der Ergebnisse der numerischen Wettermodelle gesehen.

Weiterhin sind die numerischen Wettermodelle derzeit für die genaue Prognose von oberflächennahen Parametern, z. B der Bodentemperatur in 2 m und der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe optimiert. Demgegenüber wird den Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhen von 70 - 140 m oder darüber von den aktuell betriebenen Wettermodellen weniger Aufmerksamkeit gewidmet, so dass hier noch ein beträchtliches Steigerungspotenzial in der Prognosegüte liegt. Entsprechende Projekte zur Optimierung der Wettermodelle auf die Erfordernisse der Energiemeteorologie sind erst vereinzelt angelaufen, greifbare Ergebnisse daraus sind noch nicht abschätzbar.

Für die Annahmen zur Prognoseverbesserung in dieser Studie sind diese denkbaren Entwicklungen daher nicht berücksichtigt worden.

3.2.3.4 Variation der regionalen Verteilung

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie sich eine abweichende räumliche Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland, durch eine stärkere Gewichtung des südlichen Onshore-Anteils insbesondere in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg auf den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung auswirkt. Alle anderen Variationen der windbezogenen Einflussgrößen, d. h. installierte Leistung, relative prognostizierte Einspeisung und Prognosegüte in Kombination mit der Anlagentechnik, werden auch für diese Sensitivitätsanalyse betrachtet.

Annahmen zur abweichenden Verteilung des Windenergiezubaues

Für die Onshore-Windenergie wird im Folgenden betrachtet, wie sich ein stärkerer Anlagenbestand in Süddeutschland bei unveränderter installierter Gesamtleistung für die Onshore-Windenergie auswirkt. Dieser wird in Orientierung an der Windpotentialstudie

[10] des UBA abgeschätzt. Da diese Sensitivität dazu dienen soll, den grundsätzlichen Einfluss der räumlichen Verteilung auf den Regelleistungsbedarf zu ermitteln, wird ein theoretischer Extremfall angenommen: Der Anteil der Onshore installierten Leistung in Süddeutschland beträgt 31,6 % (siehe Seite 36 der Windpotentialstudie).

Auswirkungen auf die Prognosegüte (Gesamtverteilung der Prognosefehler)

Für die Abschätzung der Prognosegenauigkeit durch eine abweichende räumliche Verteilung werden wiederum die beiden zu erwartenden Effekte betrachtet, deren quantitatives Verhalten aus Voranalysen (in Abschnitt 3.2.3) abgeleitet wurde:

- Erstens ermöglichen Standorte in Süddeutschland nur geringere Vollaststunden (geringerer capacity factor). Die unterstellte alternative Anlagenverteilung hat daher eine Verschiebung der Kreuze entlang der schwarzen und roten Linien nach links-unten um 0,05 Prozentpunkte RMSE zur Folge.
- Zweitens wird die regionale Ausdehnung des Portfolios effektiv vergrößert. Dies führt durch Ausgleichseffekte zu einer Prognoseverbesserung, die mit 0,2 Prozentpunkten RMSE abgeschätzt wird (siehe Abb. 17).

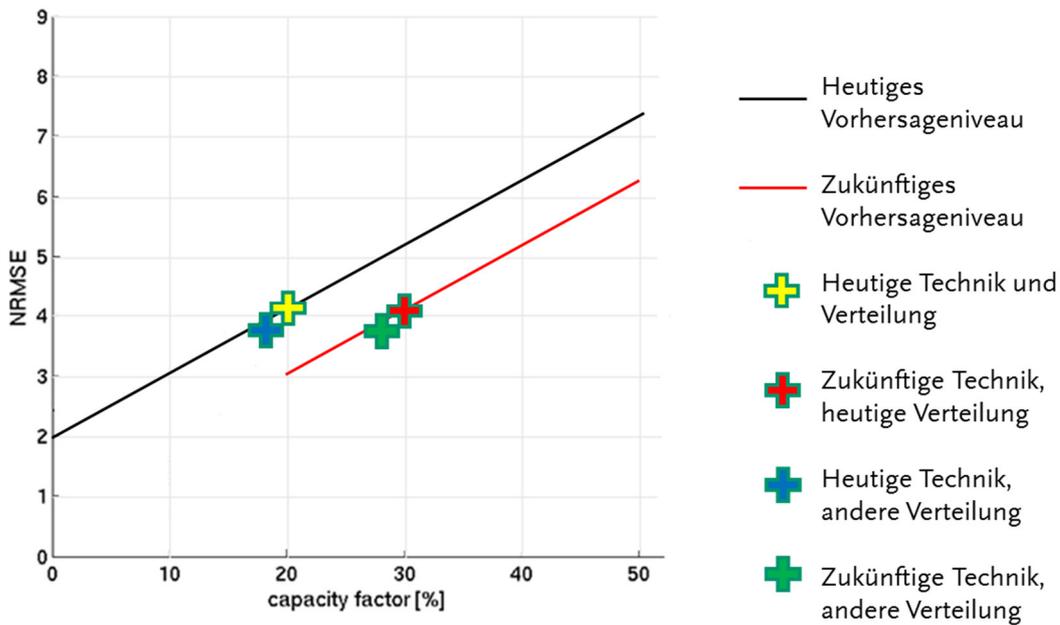


Abb. 38: Auswirkungen der Anlagentechnik und –verteilung sowie Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Gesamtverteilung der Prognosefehler)

Diese beiden Effekte überlagern sich mit der Frage, ob man von heutigem Niveau und heutiger Technik ausgeht oder von künftigem Niveau mit künftiger Technik. Die daraus resultierenden Kombinationen sind in Abb. 38 dargestellt.

Es lassen sich aus Abb. 38 dann folgende Prognosegüten als RMSE ablesen:

- Gelbes Kreuz (Ausgangsfall: heutige Anlagenverteilung, heutige Prognosegenauigkeit, heutige Anlagentechnik): 4,15 %
- Rotes Kreuz (heutige Anlagenverteilung, zukünftige Prognosegenauigkeit, neue Anlagentechnik): 4,06 %
- Blaues Kreuz (gelb mit anderer Anlagenverteilung): 3,90 %
- Grünes Kreuz (rot mit anderer Anlagenverteilung): 3,81 %

Aus den Verhältnissen der RMSE leiten sich dann die jeweils verwendeten Stauchungsfaktoren ab, die auf die unbedingte Fehlerverteilung des Ausgangszenarios angewendet werden (siehe auch Abschnitt 3.2.3).

Auswirkungen auf die Prognosegüte (Prognosefehler der Einspeiseklassen)

Ebenso wie bei der Variation der Prognosegüte und der Anlagentechnik (in Abschnitt 3.2.3) dürfen die Veränderungen der capacity factor nur für die Ermittlung der Skalierungsfaktoren der unbedingten Verteilungen (Gesamtverteilung der Prognosefehler) berücksichtigt werden.

Daher wird die Veränderung des RMSE aufgrund eines veränderten capacity factors nicht bei den bedingten Verteilungen (Prognosefehler der Einspeiseklassen) berücksichtigt, sondern nur Veränderungen aufgrund der zukünftigen Prognosegüte und der stärkeren Ausgleichseffekte bei einer Erweiterung des Portfolios auf Süddeutschland. Damit lassen sich die RMSE Werte für die bedingten Verteilungen aus Abb. 39 ablesen.

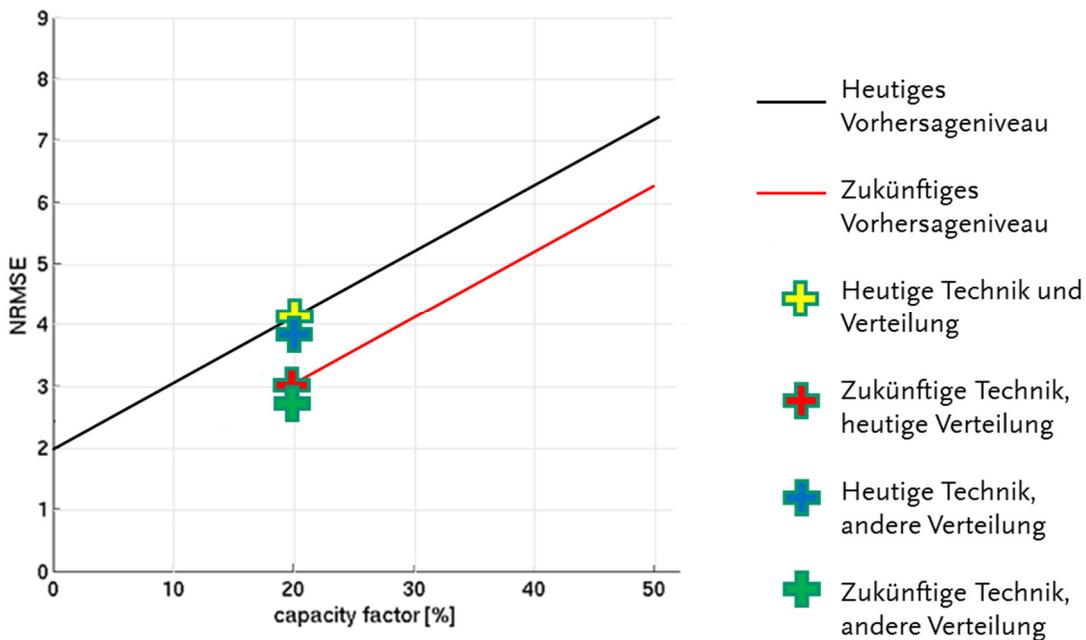


Abb. 39: Auswirkungen der Anlagentechnik und –verteilung sowie Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Prognosefehler der Einspeiseklassen)

Es ergeben sich aus Abb. 39 folgende RMSE für die Berechnung der Skalierungsfaktoren der bedingten Verteilungen:

- Gelbes Kreuz (Ausgangsfall): 4,15 %
- Rotes Kreuz (zukünftige Prognosequalität, künftige Anlagentechnik): 3,11 %
- Blaues Kreuz (gelb mit anderer Anlagenverteilung): 3,95 %

- Grünes Kreuz (rot mit anderer Anlagenverteilung): 2,91 %

Aus den Verhältnissen der RMSE leiten sich dann die jeweils verwendeten Stauchungsfaktoren ab, die auf die bedingten Fehlerverteilungen des Ausgangszenarios angewendet werden (siehe auch Abschnitt 3.2.3).

3.2.4 Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle durch den ÜNB

In dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie sich eine Vorhaltung von Regelleistung zum Ausgleich von Kraftwerksausfällen durch den ÜNB auch über die Dauer von einer Stunde nach dem Kraftwerksausfall hinaus (d. h. abweichend von den heutigen Anforderungen) auf den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung auswirken würde¹².

Entscheidend für den Einfluss der Kraftwerksausfälle auf die Stundenreserve ist die Wirkungs-
dauer der Ausfälle. Für den Planungshorizont 1 muss für die Kraftwerksausfälle eine Dichtefunktion ermittelt werden, um diese in der Methodik der rekursiven Faltung zu berücksichtigen. Die dazu notwendigen Annahmen werden im Folgenden beschrieben. Dazu wird der Informationsaustausch zwischen dem Kraftwerksbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen aufgezeigt (siehe Abb. 40).

¹² In dieser Sensitivität wird eine hypothetische Welt betrachtet, in der kein bzw. kein ausreichend liquider Intraday-Markt besteht und die Beschaffung von Kraftwerksreserve hinreichend sicher nur Day-Ahead möglich ist.

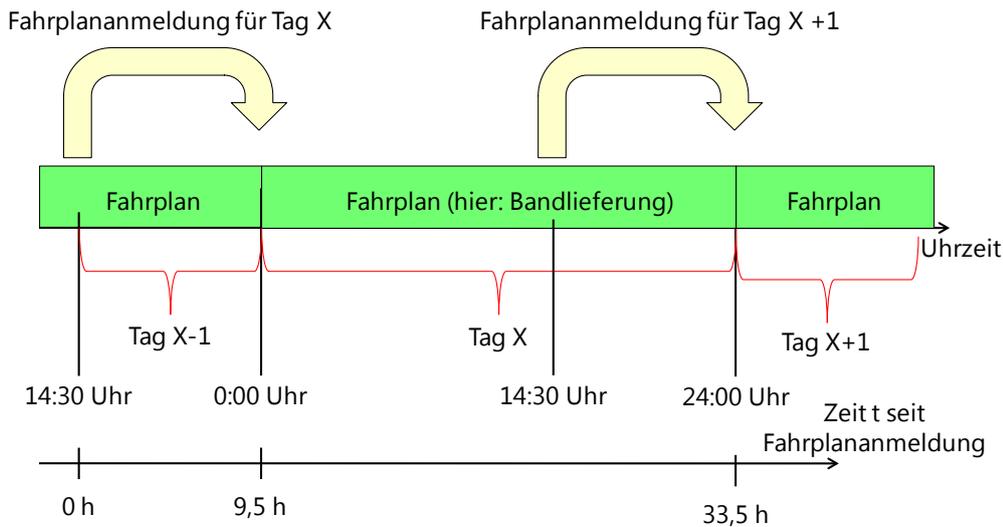


Abb. 40: Zeitrahmen der Fahrplananmeldung bei Day-Ahead-Marktdesign

Um 14:30 Uhr des Vortages (Tag X-1) meldet der Kraftwerksbetreiber seinen kalkulierten Fahrplan bei dem Bilanzkreisverantwortlichen, und dieser bei dem ÜNB, für den Tag X an. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird hier von einer Bandleieferung ausgegangen. Die von dem ÜNB vorzuhaltende Regelleistung wird maßgeblich durch den Zeitpunkt des Kraftwerksausfalls bestimmt, wobei zwischen folgenden Fällen unterschieden werden muss:

- Kraftwerksausfall am Tag X vor der Fahrplananmeldung für den Tag X+1
- Kraftwerksausfall am Tag X-1 nach der Fahrplananmeldung für den Tag X

Grundsätzlich gehen wir vereinfachend davon aus, dass Stundenreserve vom ÜNB maximal bis zum Beginn der Gültigkeitsdauer des nächsten anzumeldenden Fahrplans vorgehalten werden muss.

Tritt der Kraftwerksausfall beispielsweise am Tag X vor der Fahrplananmeldung für den Tag X+1 auf, muss die fehlende Leistung durch den ÜNB kompensiert werden. Bei Unterstellung eines längerfristigen Totalausfalls von über einem Tag muss der ÜNB die Regelleistung für 24 Stunden abzüglich der bereits verstrichenen Zeit des Tages X - also schlimmstenfalls 24 Stunden bei einem Ausfall um 0:00 Uhr - vorhalten. Da der Ausfall vor 14:30 Uhr und somit vor der Fahrplananmeldung für den Folgetag aufgetreten ist, wird der betroffene Kraftwerksbetreiber bei der nächsten Fahrplananmeldung keinen weiteren Einsatz seines Kraftwerkes an den ÜNB anmelden, sondern sich von seinem ursprünglichen geplanten Fahrplan distanzieren. Abb. 41 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen dem Kraftwerksausfall, der Fahrplananmeldung und der Regelleistungsvorhaltung.

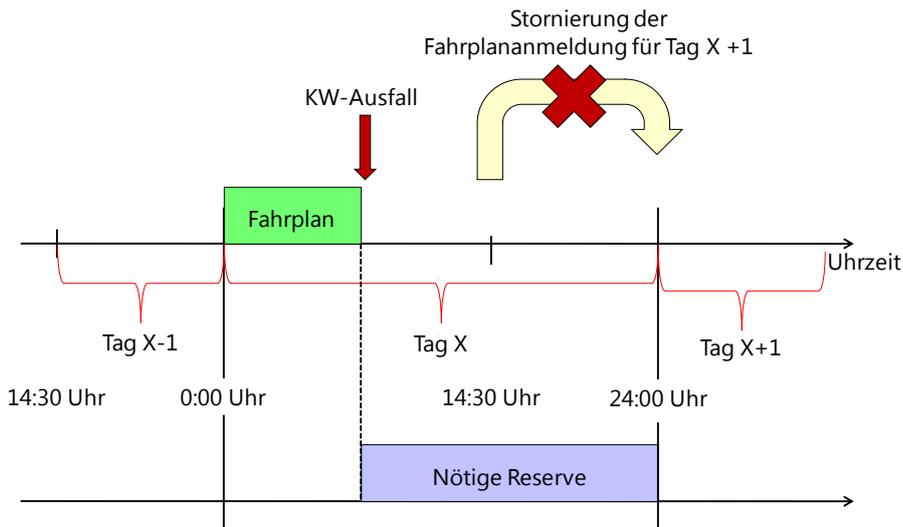


Abb. 41: Auswirkungen eines Kraftwerksausfalls vor der Fahrplananmeldung auf die notwendige Regelleistung und die Fahrplananmeldung

Der aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers unkritischste Fall für einen Kraftwerksausfall liegt somit kurz vor der Fahrplananmeldung seitens des Kraftwerksbetreibers. In diesem Fall liegt die Dauer der vorzuhaltenden Regelleistung bei „nur“ 9,5 Stunden (14:30 Uhr bis 24:00 Uhr).

Erfolgt der Kraftwerksausfall am Tag X-1 *nach* der Fahrplananmeldung mit einem geplanten Einsatz des gleichen Kraftwerks für den Folgetag, erhöht sich die Dauer der benötigten Regelleistung

- um die weggefallene Leistung am Tag X-1
- um die weggefallene Leistung am Tag X

Schlimmstenfalls kann die Dauer der weggefallenen Leistung 33,5 Stunden betragen, wie Abb. 42 verdeutlicht.

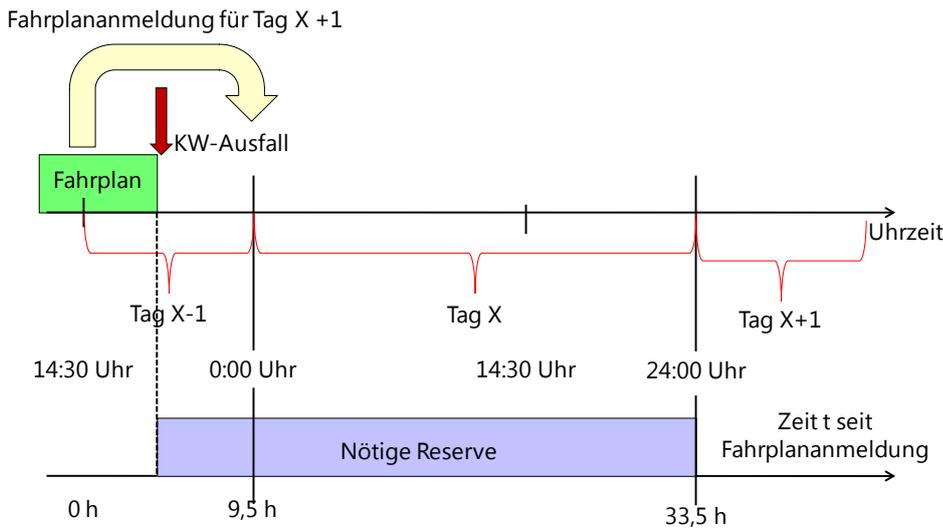


Abb. 42: Auswirkungen eines Kraftwerksausfalls nach der Fahrplananmeldung auf die notwendige Regelleistung

Der Übertragungsnetzbetreiber muss somit Regelleistung von der Dauer zwischen 9,5 und 33,5 Stunden vorhalten. Bei Annahme einer Gleichverteilung von Ausfällen über den Tag ergibt sich eine durchschnittliche Vorhaltedauer von 21,5 Stunden, die als Wirkungsdauer bei der Bestimmung der Verteilungsdichtefunktion kraftwerksausfallbedingter Defizite (gemäß Abschnitt 2.1.1) berücksichtigt wird.

3.2.5 Wesentliche Ergebnisse zur Bewertung der Datenlage

Wie bei allen Szenarien für Situationen, die noch weit vom aktuellen Zustand entfernt sind, sind auch die Ergebnisse dieser Studie mit Unsicherheiten behaftet. Diese sind allerdings für die verschiedenen Technologien unterschiedlich zu bewerten. Das ist in erster Linie der unterschiedlichen Datenlage hinsichtlich Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik geschuldet.

Dabei hat Wind-Onshore die beste Datenlage. Für Wind-Onshore ist sowohl ein relativ langer Beobachtungszeitraum, als auch eine relativ gute Verbreitung der derzeit bestehenden Anlagen über das Bundesgebiet vorhanden. Deshalb bestehen mit historischen Daten bereits Erfahrungen hinsichtlich der Portfolioeffekte. Zudem ist die Zahl der bisher gemessenen Ereignisse (Zeitpunkte der Ist-Hochrechnung) insgesamt so groß, dass zu fast allen Einspeisesituationen eine statistisch gut abgesicherte Aussage getroffen werden kann.

Bezüglich Wind-Offshore ist die Datenlage anders zu bewerten. Der beobachtete Zeitraum ist ähnlich lang, so dass auch hier zu unterschiedlichen Einspeisesituationen gesicherte Aussagen getroffen werden können. Allerdings lagen für die Deutsche Bucht nur Daten von zwei Windparks vor. Erfahrungen mit Portfolioeffekten existieren daher nicht. Portfolioeffekte für den Offshore-Anteil wurden daher anhand von Wetterstationsdaten modelliert und mit Charakteristiken küstennaher Onshore-Regionen verglichen. Diese näherungsweise Modellierung der Offshore-Portfolioeffekte ist mit höheren Unsicherheiten behaftet, als die Extrapolation auf hohe installierte Leistungen im Onshore-Bereich.

Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, die Ergebnisse dieser Studie zur Offshore-Windenergie neu einzuordnen, bzw. zu aktualisieren, wenn bezüglich der Offshore-Windenergie eine verbesserte Datenbasis zur Verfügung steht.

3.3 Einfluss der Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung

In diesem Abschnitt erfolgt eine Quantifizierung der Einflussgrößen der Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung.

3.3.1 Prognosefehler der Photovoltaikerzeugung

3.3.1.1 Ist-Werte der Photovoltaikeinspeisung

Für die Analyse der solaren Einspeisung und der Prognosefehler stehen im Vergleich zum Wind deutlich weniger historische Daten zur Verfügung. Dies liegt vor allem daran, dass erst durch den rasanten Zubau der Photovoltaik seit 2010 belastbare Ist-Werte der Einspeisung und ausgereifte Prognosen eingesetzt wurden.

Daher werden für die folgenden Analysen die Ist-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber für die Solarleistung, sowie die durch die ÜNB veröffentlichten Daten für die installierte Leistung für den Zeitraum vom 07.03.2011 bis zum 01.04.2013 verwendet, sowie für den gleichen Zeitraum die mit dem System Suncast von energy & meteo systems erstellten Prognosen.

Die Photovoltaikeinspeisung gehorcht im Gegensatz zur Windenergieeinspeisung sehr ausgeprägten tages- und jahreszeitlichen Mustern. Erstens gibt es aufgrund der Erdrotation einen sehr deutlichen Verlauf über den Tag: mit ansteigender Leistung am Tag, einem Maximum zur Mittagszeit, fallender Leistung am Nachmittag und ohne Einspeisung in der Nacht. Daher werden für die Analysen nur Tageswerte (zwischen Sonnenauf- und Sonnenuntergang) herangezogen. Dies stellt einen Unterschied zur aktuellen Regelleistungsbemessung der ÜNB dar. Zweitens gibt es

einen sehr ausgeprägten Jahresgang mit schwächerer Einspeisung im Winter und starker Einspeisung im Sommer. Dies ist in Abb. 43 zu sehen. Hier sind für die auf 30 GW installierte Leistung skalierten Hochrechnungswerte von zwei Jahren die täglichen Maxima der Tage des Jahres aufgetragen.

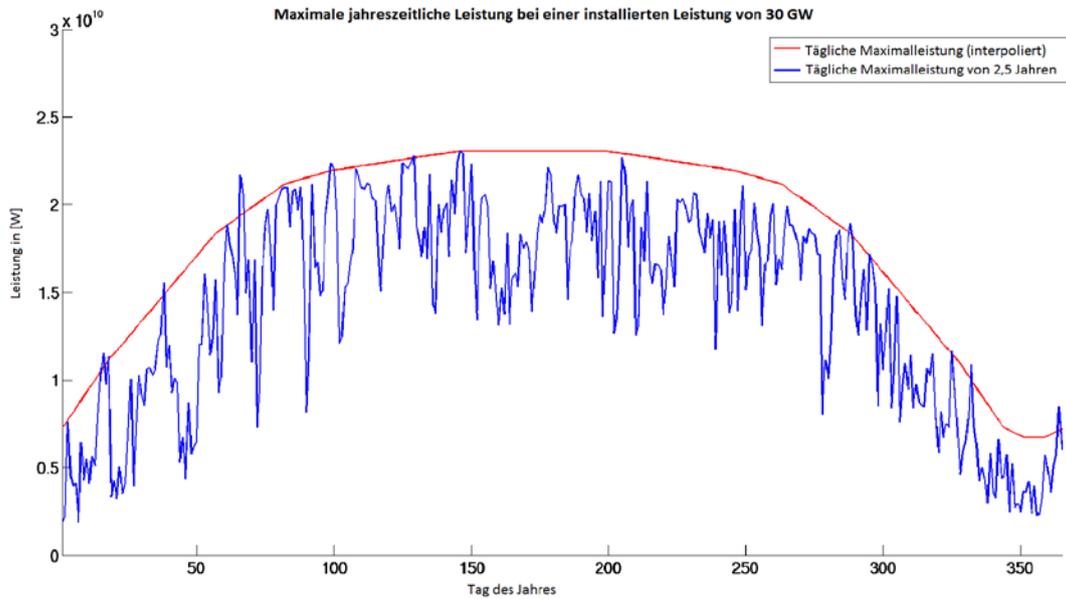


Abb. 43: Jahreszeitliche Maximalkurve

Insgesamt gibt es relativ wenige Stunden mit hoher Einspeisung. Im Maximum werden etwa 75 % der installierten Leistung erreicht. Niedrige Einspeisungen sind deutlich häufiger. Eine Häufigkeitsverteilung der PV-Einspeisung in % der installierten Leistung ist in Abb. 44 aufgetragen.

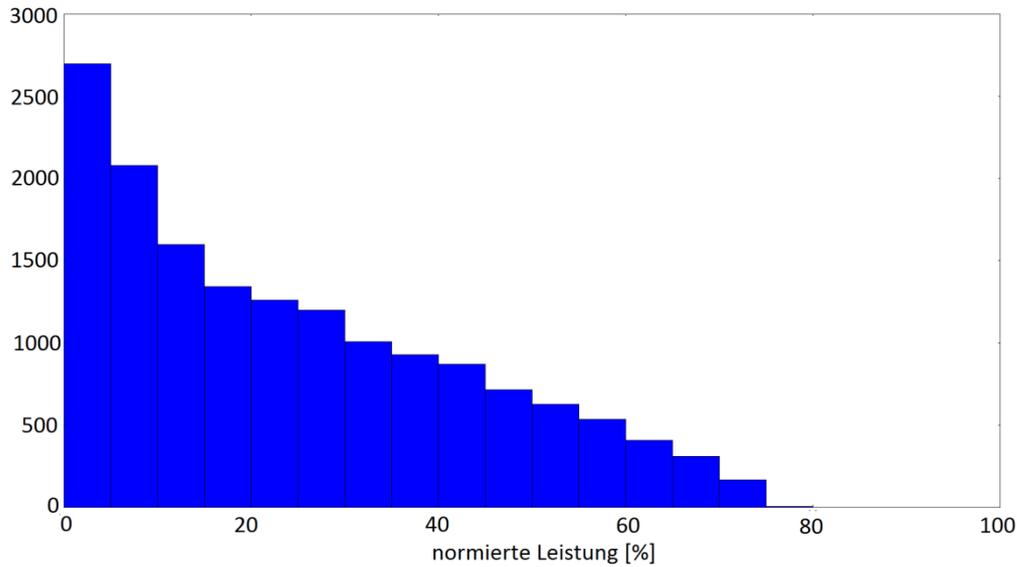


Abb. 44: Absolute Häufigkeitsverteilung August 2010 – Juli 2011 der PV-Einspeisung ohne Nachtstunden

3.3.1.2 Einspeiseprognosen der Photovoltaikeinspeisung

Ausgangsbasis für die Leistungsprognose sind die historischen Strahlungsprognosen aus den numerischen Wettermodellen verschiedener Wetterdienste. Wie bei den Windparametern werden auch diese Daten von den Wetterdiensten in stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt. Für eine Anwendung im Viertelstundenfahrplanraaster muss entsprechend zwischen den benachbarten Stunden interpoliert werden, wobei die Interpolation gewählt wird, die die Form der Sonnenstandskurve berücksichtigt. Als Grundlage zur Ermittlung der Stammdaten dient wiederum eine deutschlandweite Datenbank aller Solaranlagen.

Verwendete Datenbasis und Modellierung

Die Einspeiseprognose-Leistungen für Deutschland werden von energy & meteo systems für den Zeitraum vom 07.03.2011 bis zum 01.04.2013 bereitgestellt. Es werden die Solarleistungsprognose verwendet, die von energy & meteo systems tatsächlich an die ÜNB ausgeliefert wurden, da das Prognosesystem in der Methodik in diesem Zeitbereich nicht stark verändert wurde. Zudem ist die Verteilung der Anlagen über Deutschland bereits als repräsentativ anzusehen. Wie auch bei der Onshore-Windenergie wurden zwei Prognosezeitreihen (Day-Ahead und die 2h-ahead) erstellt, normiert und auf die in den Ausbauszenarien betrachteten installierten PV-Leistungen skaliert.

Als reale Einspeisedaten werden analog zur Windenergieeinspeisung die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Ist-Werte (Ist-Hochrechnung) herangezogen.

Aus den Einspeiseprognosen und der Ist-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber wurden die Prognosefehler (in einer Auflösung von 15 Minuten) als zeitpunktscharfe Differenz aus beiden Größen ermittelt.

Auch die Ermittlung der bedingten und nicht-bedingten Prognosefehlerverteilungen erfolgte analog zur Onshore-Windenergie.

Anschließend erfolgte zur Plausibilisierung sowie für die weiteren Vorab-Analysen (und Abbildungen) eine Skalierung auf eine einheitliche installierte Leistung von 30 GW, so dass die resultierenden Prognosefehlerverteilungen anhand heutiger Erfahrungswerte mit der heute installierten PV-Leistung verglichen werden können.

Verteilungen der Prognosefehler

In Abb. 45 ist die Fehlerstruktur der Solarleistungsprognosen über den jahreszeitlichen Verlauf aufgetragen. Die Grafik zeigt den monatlichen RMSE (mittleren quadratischen Fehler) der dayahead- (blau) und zweier Kurzfristprognosen (grün: Intraday, rot: 2 h). Es ist ersichtlich, dass die Fehler über das Jahr gesehen ähnlich sind, in den Sommermonaten ein relativ gleichmäßiges Fehlerniveau vorherrscht, während sich von November bis März große Schwankungen ergeben. Ausreißer sind durch größere Fehler in Nebel- und Schneelagen im Winter begründet, nicht aber durch höhere Einspeisung im Sommer.

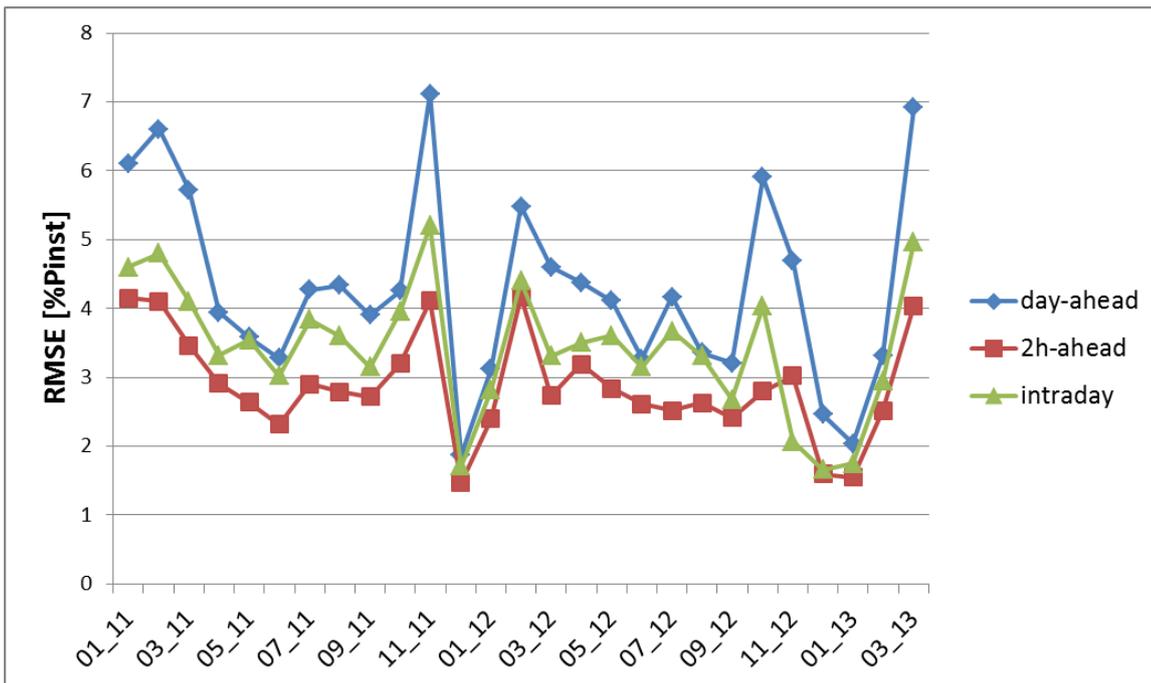


Abb. 45: Saisonaler Verlauf der Prognosefehler (RMSE) für eine installierte Leistung von 30 GW über den betrachteten Zeitraum

Aufgrund dieser unterschiedlichen Fehlerstruktur scheint es angemessen, eine Klassierung des Regelleistungsbedarfs nach Sommer und Winter vorzunehmen. Dies wurde in Abschnitt 3.3.3 umgesetzt.

Im Folgenden werden die Verteilungen der Prognosefehler dargestellt. In Abb. 46 zeigt sich analog zur Windenergie, dass mit kürzerem Prognosehorizont der Prognosefehler abnimmt. Der 2h-ahead-Fehler ist somit geringer als der Day-Ahead-Fehler. Allerdings ist dieser Effekt weniger ausgeprägt als bei der Windenergie.

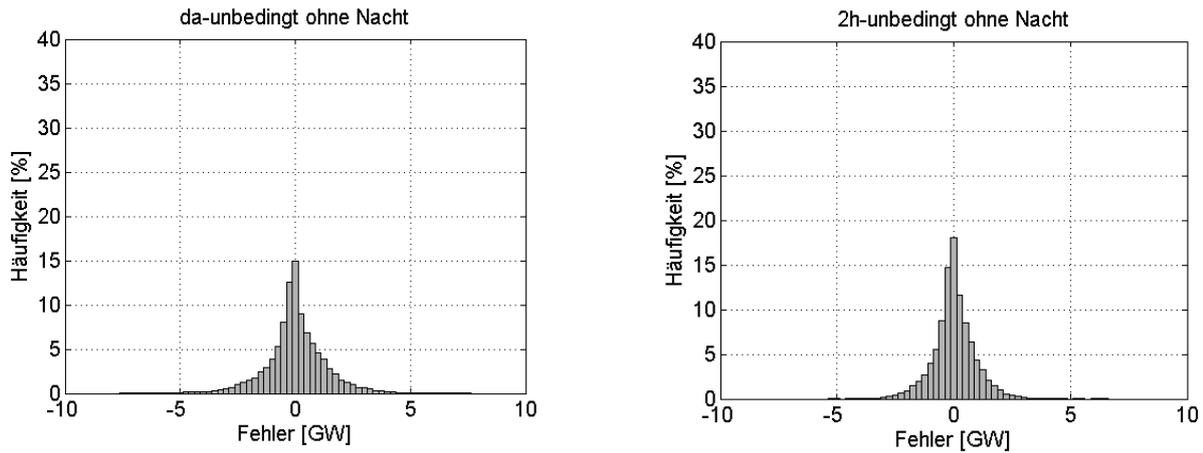


Abb. 46: Verteilungen der Fehler der Solarleistungsprognose Day Ahead und 2h-ahead

Neben den allgemeinen (unbedingten) Häufigkeitsverteilungen wurden wie bei der Onshore-Windenergie auch niveauabhängige Häufigkeitsverteilungen der Prognosefehler mit den drei Arten von bedingten Verteilungen erstellt (siehe Abschnitt 3.2.1). Dazu wurden die in Tab. 4 genannten Klassen verwendet.

Innerhalb der Day-Ahead-Fehler weisen die Verteilungen der hohen Einspeiseklassen die größten Fehler auf. Dies gilt sowohl für den Sommer (Abb. 47) als auch für den Winter (Abb. 48). Darüber hinaus bleibt festzuhalten, dass dieser Effekt im Winter ausgeprägter ist als im Sommer. Generell ist das Fehlerniveau in den Wintermonaten höher. Das Verhalten zeigt sich in der 2h-ahead-Prognose ebenfalls, auf einem etwas geringeren Fehlerniveau. Auf eine Darstellung aller 2h-Fehlerverteilungen wird an dieser Stelle verzichtet.

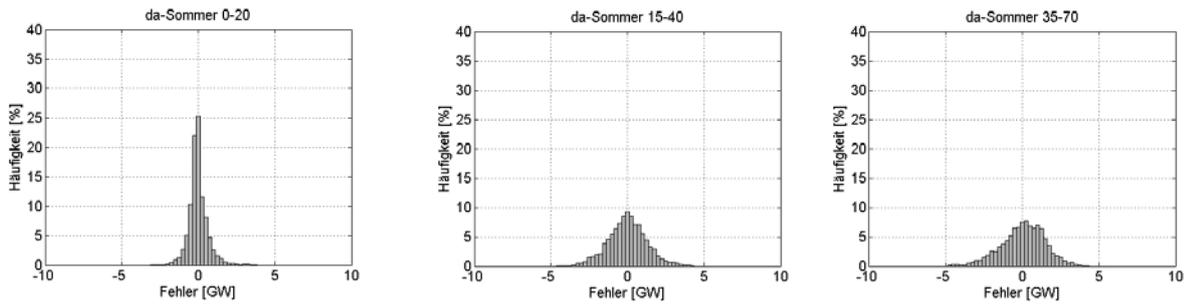


Abb. 47: Verteilungen der Day-Ahead-Fehler im Sommer für unterschiedliche Einspeiseniveaus

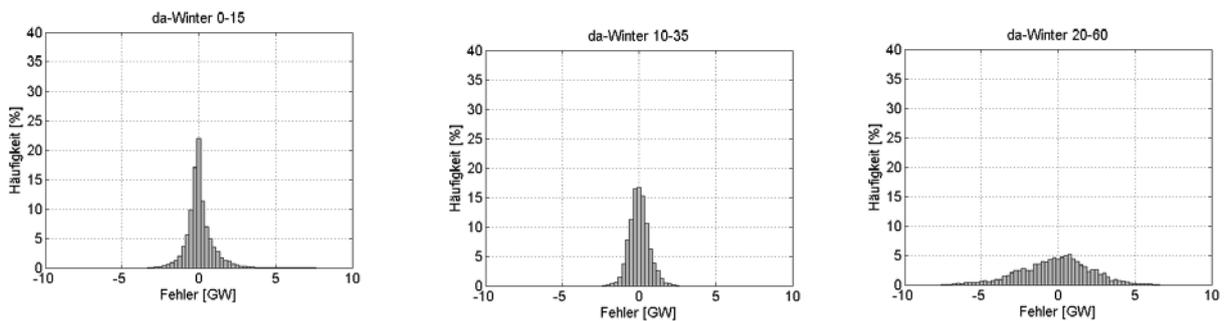


Abb. 48: Verteilungen der Day-Ahead-Fehler im Winter für unterschiedliche Einspeiseniveaus

3.3.2 Gradienten der PV-Einspeisung

Neben den Fehlerverteilungen wurde wie für die Onshore-Windenergie eine Verteilung der aufgetretenen Gradienten von Viertelstunde zu Viertelstunde als Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Viertelstundenmittelwerten der Ist-hochrechnung ermittelt. Diese wurden entsprechend der vorgegebenen Szenarien für die installierten Leistungen skaliert.

In Abb. 49 ist der Verlauf der Gradienten über dem Einspeiseniveau für die auf eine einheitliche installierte Leistung von 30 GW skalierten Gradienten aufgetragen. Es werden hier alle Gradienten für ein bestimmtes Einspeiseniveau betrachtet und die Quantile 0,025 %, 1 %, 99 % und 99,975 % der entsprechenden Gradientenverteilungen aufgetragen. Hier kann man eine sehr starke Symmetrie beobachten, die nur durch die Art der Gradientenberechnung gestört wird. Leistungsgradienten zwischen zwei Zeitpunkten werden anhand der Leistung zum früheren Zeitpunkt klassiert, bei positiven Steigungen liegt diese immer niedriger, bei negativen Steigungen immer höher als die Leistung zum zweiten Zeitpunkt. Somit werden positive Steigungen systematisch niedrigeren und negative Steigungen systematisch höheren Leistungsklassen zugeordnet und es kommt zu einer Art Drehung der eigentlich symmetrischen Kurve.

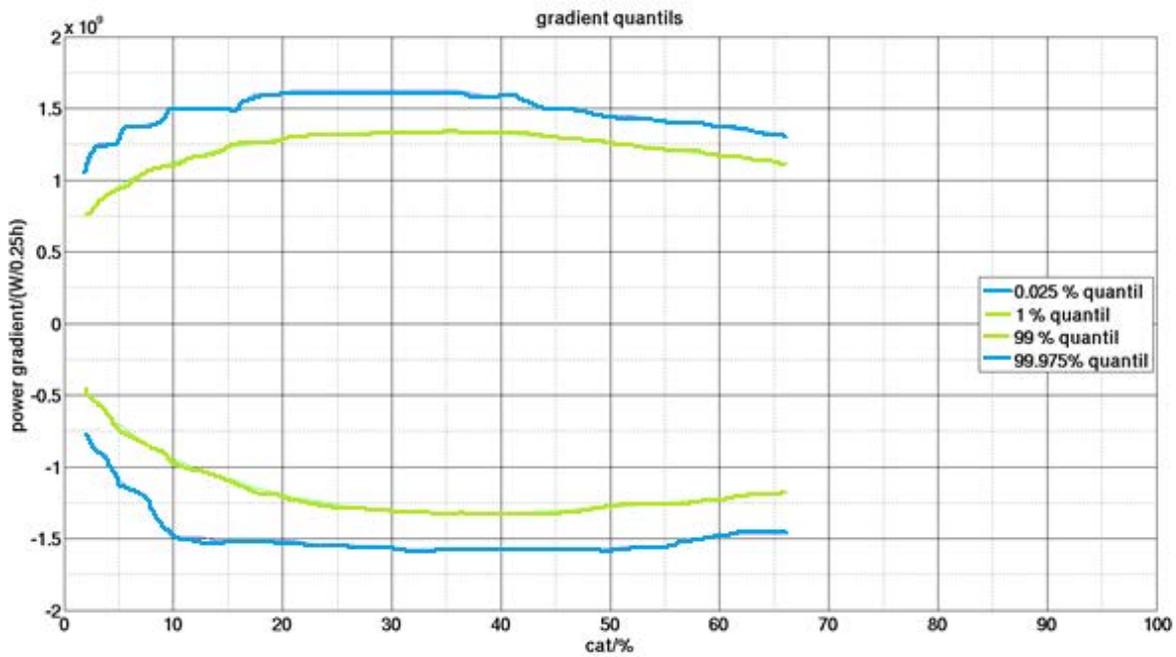


Abb. 49: Gradientenquantile der Solareinspeisungen in Abhängigkeit des Einspeiseniveaus

Ansonsten liegen wie zu erwarten die höchsten Gradienten bei mittlerer Einspeisung und die niedrigsten Gradienten bei geringer Einspeisung. Die Gradienten spielen bei der Photovoltaik eine wesentlich größere Rolle. Das lässt sich mit dem ausgeprägten Tagesgang erklären. Während es bei der Windenergie mit steigender Anlagenzahl zu größeren Ausgleichseffekten kommt, trifft das bei der Photovoltaik nur sehr bedingt zu. Die größten Gradienten treten vormittags und nachmittags auf. Bei fast allen PV-Anlagen ist vormittags mit positiven Gradienten und nachmittags mit negativen Gradienten zu rechnen. Das zeigt sich auch im SRL-Bedarf im Ergebnisteil.

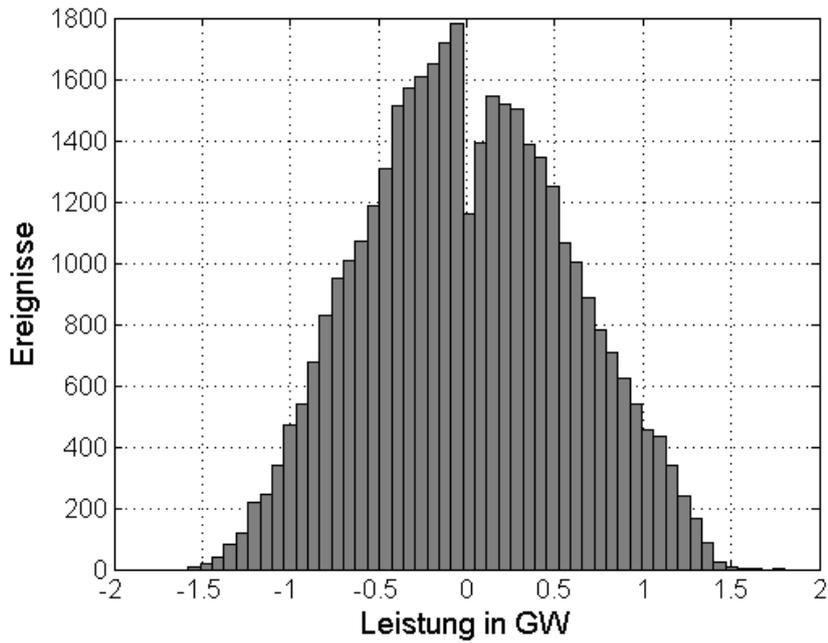


Abb. 50: Verteilung der 15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung in Abhängigkeit vom Prognoseniveau (ohne Nachtwerte, skaliert auf eine installierte Leistung von 30 GW)

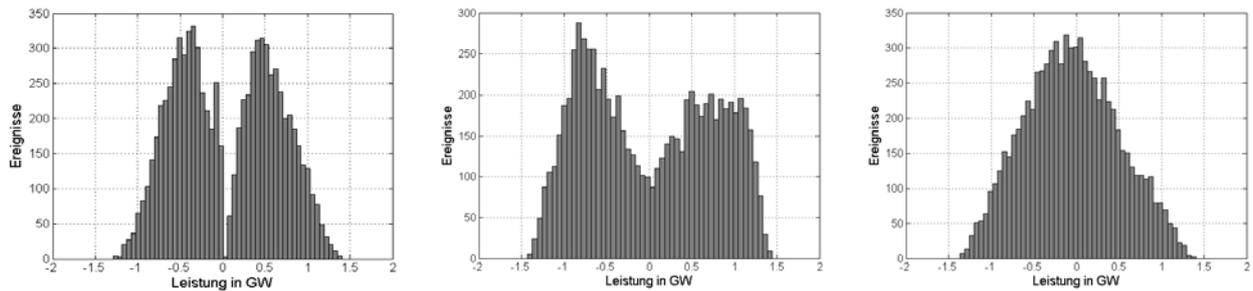


Abb. 51: Verteilung der 15 min-15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung im Sommer in Abhängigkeit vom Prognoseniveau. Einspeisung 0-20 % (links), 15-40 % (Mitte), 35-70 % (rechts)

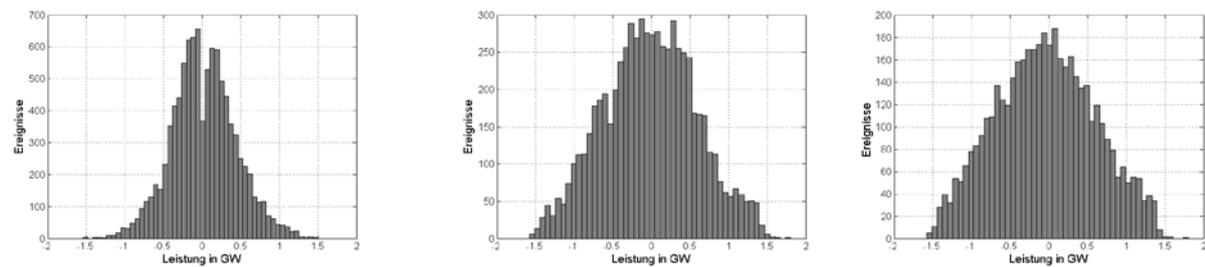


Abb. 52: Verteilung der 15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung im Winter in Abhängigkeit vom Prognoseniveau. Einspeisung 0-15 % (links), 10-35 % (mitte), 20-60 % (rechts)

Die in Abb. 50 bis Abb. 52 gezeigten Gradienten wurden für die anderen Ausbauszenarien entsprechend mit der installierten Leistung skaliert.

3.3.3 Variation der PV-bezogenen Einflussgrößen

3.3.3.1 Variation der installierten Leistung von PV-Anlagen

Die bei den Berechnungen zu berücksichtigenden installierten Photovoltaik-Leistungen wurden vom UBA vorgegeben: 0 GW, 20 GW, 30 GW, 40 GW, 60 GW, 80 GW und 100 GW.

Im Gegensatz zur Windenergie besteht die installierte Leistung der Photovoltaik aus einer Vielzahl kleiner, verteilter Anlagen. Die Verteilung der Anlagen kann bereits heute als repräsentativ für die möglichen deutschen Standorte betrachtet werden. Es ist nicht mit einer fundamentalen Veränderung der Anlagentypen und der Anlagenverteilung zu rechnen. Daher sind hierfür anders als bei der Onshore-Windenergie keine zusätzlichen Sensitivitätsbetrachtungen erforderlich.

3.3.3.2 Variation relativer prognostizierter Einspeisung

Auch für die PV-Einspeisung soll im Rahmen dieser Untersuchung eine situationsabhängige Reservemessung durchgeführt werden, um die Abhängigkeit der vorzuhaltenden Regelleistung von der in einer bestimmten Situation *eingespeisten* Photovoltaikleistung bzw. der für eine bestimmte Situation *prognostizierten* Photovoltaikleistung zu ermitteln. In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die dazu notwendige Klassierung der historischen Prognosefehler anhand Klassen relativer PV-Einspeisung erfolgt.

In Abschnitt 3.2.1 wurde bereits festgestellt, dass die Prognosefehler zwischen Sommer und Winter eine sehr unterschiedliche Charakteristik aufweisen. Aus diesen Gründen erscheint es sinnvoll den Sommer und den Winter getrennt zu behandeln.

Für die Klassierung nach Einspeisewerten wurden zwei Ansätze geprüft. Der erste Ansatz teilt die Werte anhand des prozentualen Anteils der für diesen Zeitpunkt vorhergesagten Einspeisung an der installierten Leistung ein. Abb. 53 verdeutlicht diesen Klassierungsansatz. Alle gleich gefärbten Werte werden einer Klasse zugeordnet, wobei in diesem Beispiel auf eine jahreszeitliche Trennung verzichtet wurde.

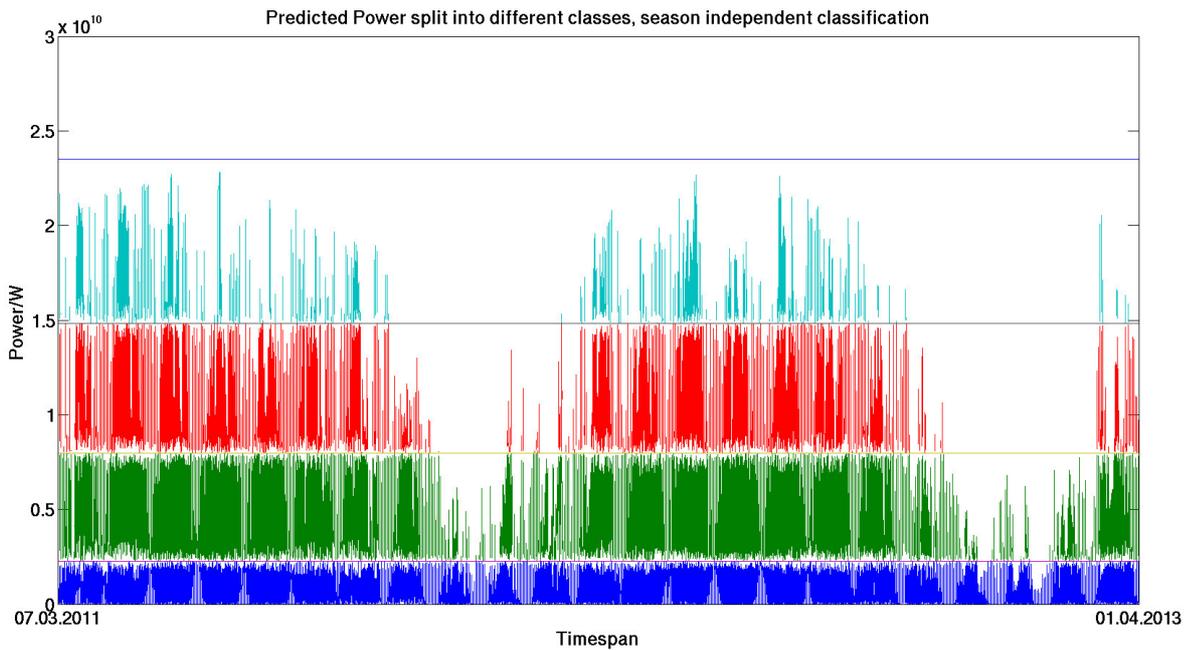


Abb. 53: Einteilung der Prognosewerte in 4 Leistungsklassen, 0-10 %, 10-35 %, 35 % bis 65 % und von 65 % bis 100 %

Der zweite Ansatz verfolgte die Idee für jeden Tag des Jahres ein theoretisches Maximum zu berechnen und die Werte anhand des prozentualen Anteils der Einspeisung an diesem Maximalwert einzuteilen. Durch einen solchen Ansatz wäre eine saubere Trennung der Fehler, die im Bereich des jeweiligen Tagesmaximums der Einspeisung auftreten, von denen, die bei vormittäglichen und nachmittäglichen Flanken auftreten, durch die Zuordnung zu jeweils unterschiedlichen Klassen möglich. Zudem würde eine solche Klassifizierung die Unterscheidung nach Sommer und Winter möglicherweise entbehrlich machen, da den unterschiedlichen maximal möglichen Einspeiseleistungen bereits durch die Bestimmung der jahreszeitlich möglichen Maximalleistung Rechnung getragen würde. Abb. 54 veranschaulicht den zweiten Ansatz der Klassierung. Alle farblich gleich markierten Werte würden in diesem Beispiel einer Einspeiseklasse zugeordnet.

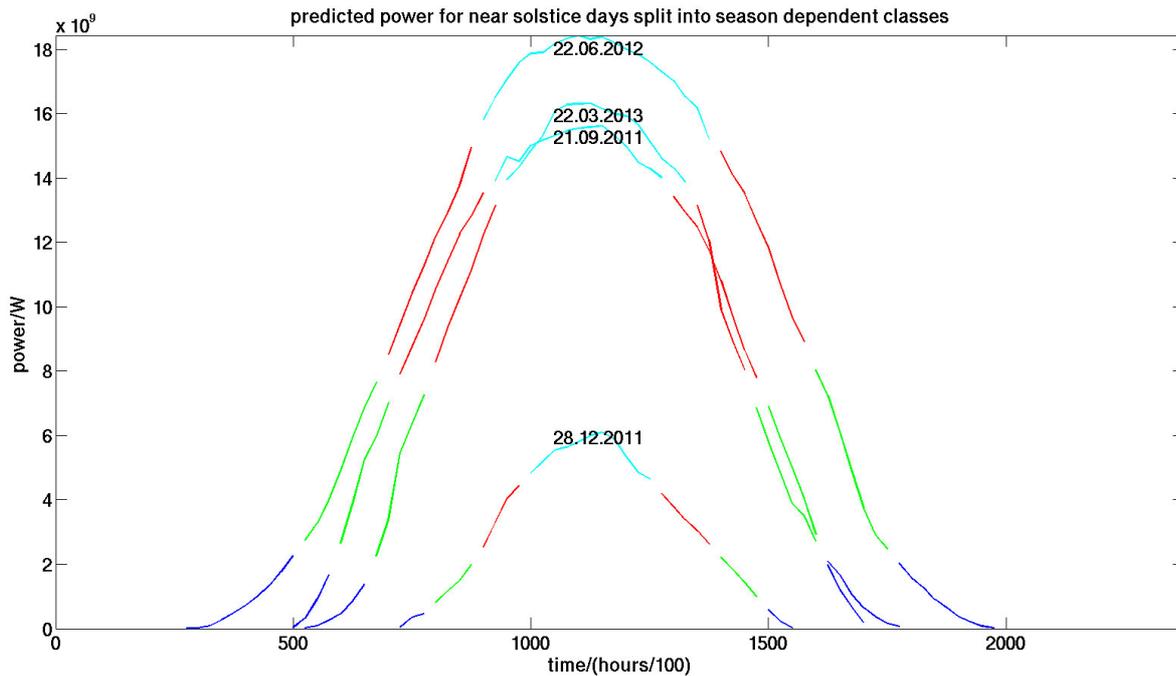


Abb. 54: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien

Ein detaillierter Vergleich beider Methoden befindet sich im Anhang C. Der zweite Klassierungsansatz führte nicht zu der erhofften Unterteilung von Prognosefehlern anhand tatsächlich unterschiedlicher Charakteristiken, was teilweise auf die zu geringe Datenbasis zurückzuführen ist. Gemeinsamkeiten zwischen Flanken (rot und grün in Abb. 54), sowie Plateaus (türkis in Abb. 54) waren weniger deutlich als Gemeinsamkeiten bei ähnlichen Einspeiseniveaus. Insbesondere wurden sehr große Einspeisungen im Sommer mit relativ geringen Einspeisungen im Winter zusammengefasst. Dadurch wurden auch für den Winter hohe Fehler möglich, welche theoretisch zu diesen Zeitpunkten gar nicht auftreten konnten (Fehler größer als die theoretisch mögliche Einspeisung).

Die Einteilung für die Variation des Einspeiseniveaus wurde daher auf Basis des ersten Ansatzes vorgenommen, wobei zusätzlich eine Trennung zwischen Sommer und Winter vorgenommen wurde. Als Sommer werden dabei die Monate April bis September betrachtet, die Monate Oktober bis März entsprechend als Winter. Die Klassierung wurde entsprechend folgender Tabelle vorgenommen:

Tab. 4: Unterschiedene Klassen relativer prognostizierter PV-Einspeisung

Einspeiseleistung	Zahl der Ereignisse
Sommer 0-20 % (7,8 %)	8300
Sommer 15-40 % (28 %)	7800
Sommer 35-70 % (48,2 %)	8100
Winter 0-15 % (6,1 %)	9900
Winter 10-35 % (19,8 %)	6900
Winter 20-60 % (33,7 %)	4700

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Breite der Einspeiseklassen im Vergleich zur Windenergie erheblich größer ist, um eine ausreichende Anzahl von Ereignissen für die Reservebemessung verfügbar zu haben. Zum einen umfasst die Datenbasis für die PV-Einspeisung einen deutlich kürzeren Zeitraum, zum anderen besteht die Problematik, dass die Hälfte der Werte unbrauchbar ist, da es sich um Nachtwerte handelt, bei denen es natürlicherweise keine Einspeisung gibt.

3.3.3.3 Variation der Prognosegüte

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Güte der Einspeiseprognosen für Photovoltaikanlagen sind stärkere Verbesserungen zu erwarten als bei der Windleistungsprognose¹³. Allein im letzten Jahr konnte die Prognosegenauigkeit deutlich gesteigert werden.

Folgende Tabelle stellt die erwarteten Potentiale der Prognoseverbesserung dar (Prognose von energy & meteo systems). Es ergibt sich ein Gesamtpotential von 0,8-1,7 Prozentpunkten RMSE. Für die Studie wird ein Wert von 1,3 Prozentpunkten herangezogen, was einer Verbesserung von 4,5 % auf 3,2 % RMSE entspricht. Die ursprünglichen Solarfehlerverteilungen werden zur Abbildung der zukünftig erwarteten besseren Prognosequalität also mit dem Faktor $3,4/4,5=0,71$ gestaucht. Die Gradienten bleiben davon unberührt.

¹³ energy & meteo systems kennt aus der bisherigen operationellen Erfahrung die wesentlichen Schwachstellen der bisherigen Solarprognosen (z. B. bei Nebel oder Schneefall) und wird die Ergebnisse der kontinuierlich stattfindenden Verbesserung der Prognose in die Erstellung der Daten einfließen lassen.

Maßnahme	Potential [%-Punkte RMSE]
Kombination mehrerer Modelle	0.1-0.3
Klassifizierung Extremwetterlagen	0.5-0.8
Verbesserte Datenlage (Messwertakualität, installierte Leistung)	0.1-0.3
Ausrichtungsinformationen	0.1-0.3
Gesamt	0.8-1.7

Abb. 55: Erwartete Potentiale der Prognoseverbesserung

3.3.4 Wesentliche Ergebnisse zur Bewertung der Datenlage

Die Situation für die Photovoltaik unterscheidet sich gegenüber der Windenergie. Es existieren viele gut über das Bundesgebiet verteilte Anlagen, so dass Portfolioeffekte bereits durch den existierenden Anlagenpark sehr gut abgedeckt werden. Allerdings umfassen die Daten zur Solarleistungsprognose nur einen wesentlich kürzeren Zeitraum. Dieser wird zusätzlich dadurch halbiert, dass die Nächte keine Erkenntnis bezüglich des PV-Fehlerverhaltens liefern können und daher ignoriert wurden. Im Rahmen der Analysen wurde zudem festgestellt, dass aufgrund des systematisch verschiedenen Verhaltens der Photovoltaik in Sommer und Winter eine feinere Unterscheidung der Einspeisesituationen als bei der Windenergie erforderlich ist. Zusammengenommen sorgen diese Effekte dafür, dass die Ergebnisse für die Photovoltaik statistisch weniger gut abgesichert sind, da entweder für die Bewertung einer Situation nicht genügend Ereignisse vorliegen, oder die Einspeise-Klassen soweit verbreitert werden müssen, dass Ereignisse mit deutlichen unterschiedlicher bezüglich der Einspeisung gemeinsam betrachtet werden. Letzterer Ansatz wurde in dieser Studie verfolgt.

Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, die Ergebnisse dieser Studie zur Photovoltaik neu einzuordnen, bzw. zu aktualisieren, wenn bezüglich der Photovoltaik eine verbesserte Datenbasis zur Verfügung steht.

3.4 Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung

In diesem Abschnitt erfolgt eine Quantifizierung der Einflussgrößen, mit denen die Auswirkungen der Windenergie und Photovoltaik auf den Bedarf an Regelleistung untersucht werden.

3.4.1 Variationen installierter Windenergie- und PV-Anlagenleistung

Die Betrachtungen von Kombinationen aus installierter Windenergie- und PV-Anlagenleistung spiegeln die aktuelle Situation im Energiesystem wider. Zum Stichtag 31.12.2012 waren in Deutschland laut EEG-Anlagenstammdaten ca. 31 GW Onshore-, 0,3 GW Offshore-Windanlagen und 31,5 GW PV-Anlagen installiert. Im Rahmen dieser Untersuchung werden verschiedene Kombinationen von WEA und PV betrachtet, die bewusst die Randbereiche des potenziellen zukünftigen Entwicklungskorridors der EE-Anlagenleistung abbilden (Tab. 5).

Tab. 5: Betrachtete Kombinationen von installierter Windenergie- und PV-Anlagenleistung in GW

Szenario	A	B	C	D	E
Summe	60	120	160	180	220
Onshore	30	48	48	90	90
Offshore	0	12	12	30	30
PV	30	60	100	60	100

Szenario A entspricht in etwa dem heutigem Wind- und PV-Ausbau in Deutschland. Die weiteren Szenarien beschreiben die Bandbreite möglicher langfristiger Entwicklungen der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen. Die gewählte Zusammenstellung der Szenarien ermöglicht den Einfluss der Wind- und PV-Leistung zu separieren, indem jeweils zwischen zwei Szenarien nur eine Größe variiert wird.

3.4.2 Variation relativer prognostizierter Einspeisung

Für die gemeinsame Betrachtung von Wind- und Solarleistungsfehlern wurde zunächst analysiert wie häufig Windeinspeisungen und Solareinspeisungen unterschiedlicher Höhe gemeinsam aufgetreten sind. Die folgende Tabelle zeigt das gemeinsame Auftreten der jeweiligen Windeinspeisungsklasse mit den Solareinspeisungsklassen. Der Wert 2,16 in der Zeile „Winter 0-15 %“ und Spalte „0-3 %“ besagt z. B., dass in 2,16 % aller betrachteten Zeitintervallen 0-3 % Windeinspeisung und 0-15 % Wintersolareinspeisung gleichzeitig auftraten. Diese Zahlen geben somit einen Überblick über die Häufigkeit des gemeinsamen Auftretens. Die Häufigkeit ist ein relevantes, jedoch nicht das einzige Kriterium für die Auswahl der Kombinationen. Auch die Kritikalität für das System spielt eine Rolle. Die Kombinationen mit einer Windeinspeisung von 0-3 % wurden nicht weiter

betrachtet, da Wind hier kaum zum Regelleistungsbedarf beiträgt und die Ergebnisse in guter Näherung aus der PV-Analyse abgeleitet werden können.

Tab. 6: Prozentuales Auftreten der Kombination von Wind- und PV-Einspeisung der jeweiligen Einspeiseklassen

Solar\Wind	0-3 %	7-9 %	14-18 %	26-34 %	38-54 %	>60 %
Winter 0-15 %	2,16	1,47	2,17	1,98	1,43	0,73
Winter 10-35 %	0,62	0,38	0,43	0,59	0,40	0,38
Winter 20-60 %	1,11	0,60	0,75	0,61	0,48	0,18
Sommer 0-20 %	4,68	2,98	2,76	1,70	1,64	0,08
Sommer 15-40 %	3,26	1,43	1,65	1,40	1,93	0,08
Sommer 35-70 %	5,73	1,87	1,59	1,40	1,22	0,10

Als interessant wurden die grün markierten Fälle identifiziert:

- Geringe Solareinstrahlung im Sommer (0-20 %) bei niedriger Windeinspeisung (7-9 %)
- Hohe Solareinspeisung im Sommer (35-70 %) bei mäßiger Windeinspeisung (14-18 %)
- Mittlere Solareinspeisung im Sommer (15-40 %) bei kräftiger Windeinspeisung (38-54 %)
- Niedrige Solareinspeisung im Winter (0-15 %) bei starker Windeinspeisung (>60 %)
- Hohe Solareinstrahlung im Winter (20-60 %) bei hoher Windeinspeisung (>60 %)

Die ersten drei Fälle wurden aufgrund ihrer hohen relativen Häufigkeit betrachtet, die letzten beiden Fälle aufgrund ihrer systemischen Kritikalität. Für alle fünf Fälle wird zudem aus Vergleichsgründen zusätzlich das jeweilige Sommer-/Winterpendant betrachtet. Es bleibt festzuhalten, dass die Auswahl dieser Kombinationen nicht repräsentativ für den EE-bedingten Regelleistungsbedarf in einem Zukunftsszenario ist. Ein Beispiel hierfür sind Nachtzeiträume, die die Hälfte aller Ereignisse ausmachen und keinen PV-bedingten Bedarf hervorrufen. Die Nachtzeiträume werden jedoch in der gemeinsamen Betrachtung von Windenergie- und PV-Anlagen nicht betrachtet, da in diesen Zeiträumen kein PV-bedingter Regelleistungsbedarf auftritt und der Regelleistungsbedarf somit aus einer alleinigen Betrachtung der windbezogenen Einflussgrößen abgeleitet werden kann.

3.4.3 Berechnung des Regelleistungsbedarfs für Kombinationen von Wind und PV

Für die kombinierte Betrachtung des Einflusses der Wind- und PV-Anlagenleistung wird grundsätzlich die gleiche Berechnungsmethodik für die Regelleistungsbemessung verwendet wie die separate Betrachtung des Einflusses der Wind- und PV-Anlagenleistung. Abweichend hierzu wer-

den lediglich die zuvor bei der getrennten Ermittlung der Regelleistung bestimmten Eingangsdaten, wie das EE-Rauschen und die Prognosefehler, von Wind und PV kombiniert in die Berechnung aufgenommen. Durch die tendenziell höhere EE-Einspeisung ergibt sich zudem eine geringere Residuallast und damit ein veränderter Kraftwerkseinsatz im Vergleich zur Untersuchung mit jeweils separater Betrachtung von Wind und PV.

Für die in dieser Studie verwendete Methodik zur Reservebemessung wird unterstellt, dass die jeweiligen Verteilungen von Bilanzabweichungen für Wind und PV zueinander unkorreliert sind. Diese Unterstellung ist dann zutreffend, wenn die durch Wind und PV verursachten Bilanzabweichungen unabhängig sind, hohe Bilanzabweichungen durch Wind also mit derselben Wahrscheinlichkeit bei hohen wie niedrigen Bilanzabweichungen durch PV auftreten und umgekehrt. Einer qualitativen Einschätzung von energy&meteo systems zufolge treten insbesondere Wetterbedingungen, die für Wind und PV zu hohen Bilanzabweichungen und daher hohem Regelleistungsbedarf führen, tendenziell nicht zeitgleich auf (z. B. Starkwind und Nebel). Die Verteilungen der Fehler der Wind- und Solarleistungsprognose wurde anhand der verfügbaren Daten (vgl. 3.2 und 3.3) betrachtet (siehe Abb. 56). Eine Korrelation zwischen beiden Fehlern ist nicht erkennbar. Die Annahme der Unkorreliertheit erscheint also gerechtfertigt.

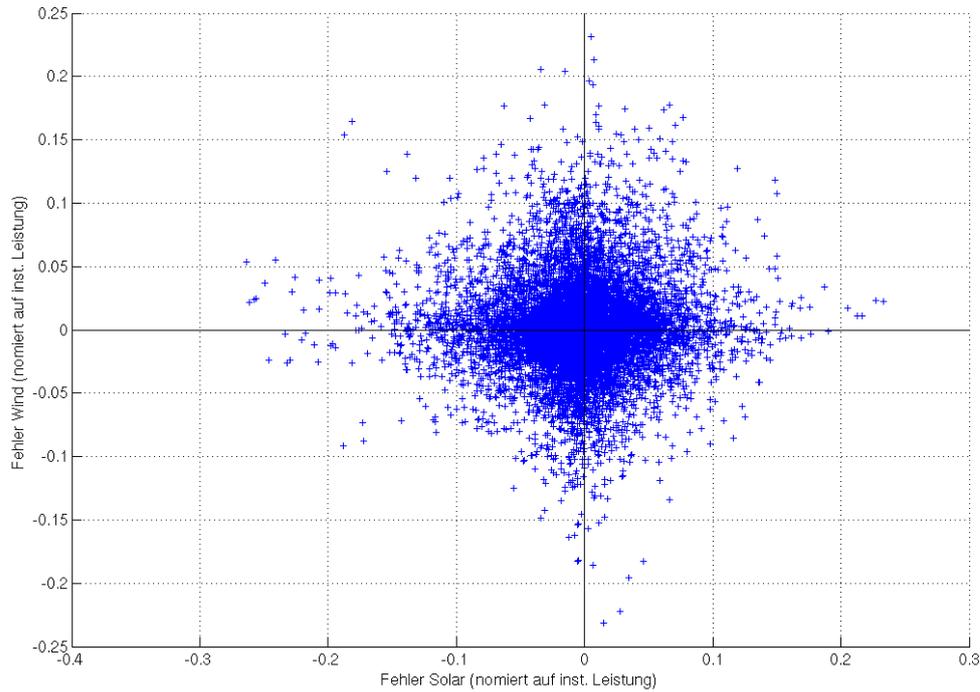


Abb. 56: Gleichzeitiges Auftreten der Fehler der Wind- und Solarleistungsprognose

Die hier in den Berechnungen unterstellte geringe Korrelation führt sogar tendenziell zu einer Überschätzung des Regelleistungsbedarfs, da hohe Fehler beider Quellen in der Praxis nicht gleichzeitig aufgetreten sind (Abb. 56: keine Punkte in den äußeren Ecken des ersten und dritten Quadranten). Die Bemessungsergebnisse stellen damit eine obere Abschätzung des tatsächlichen Regelleistungsbedarfs bei gleichzeitiger Betrachtung von Wind und PV dar.

In Bezug auf die regionale Verteilung der Windenergieanlagen wird die heutige Anlagenverteilung unterstellt. Aufgrund der Entwicklung der Szenarien ausgehend von der aktuellen installierten Wind- und PV-Leistung in Deutschland wird für das Szenario A von heutiger und für die weiteren Szenarien, die einen in der Zukunft liegenden möglichen Ausbau darstellen, von zukünftiger Prognosegüte ausgegangen.

4 Untersuchungsergebnisse des Bedarfs an Regelleistung

4.1 Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisdarstellungen in diesem Kapitel haben nicht zum Ziel den *absoluten* Regelleistungsbedarf zu ermitteln, der sich für ein bestimmtes Szenario, d. h. installierte und relative prognostizierte EE-Erzeugung, Prognosegüte und Lastniveau, ergibt. Vielmehr sollen hier die zentralen Einflussgrößen und Zusammenhänge für den Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf analysiert und dargestellt werden.

Daher werden die Ergebnisse als *zusätzlicher EE-bedingter* Regelleistungsbedarf (RLB) dargestellt¹⁴. Dieser wird hier definiert als der absolute Regelleistungsbedarf für ein Szenario mit EE-Erzeugung abzüglich des absoluten Regelleistungsbedarfs für ein vergleichbares Szenario ohne EE-Erzeugung (*ceteris paribus*):

$$RLB_{zus\ EE-bedingt} = RLB_{mit\ EE} - RLB_{ohne\ EE} \quad (4.1)$$

Der absolute Regelleistungsbedarf ohne EE-Erzeugung (Vorgaben und Datenbasis siehe Kapitel 2 und 3) ist in Abb. 57 für die beiden untersuchten Lastniveaus dargestellt. Die Ergebnisse unterscheiden sich insbesondere deutlich hinsichtlich der notwendigen Vorhaltung von MRL+ und MRL-. So beträgt bei Schwachlast der absolute Bedarf an MRL+ 640 MW und bei Starklast 2.360 MW, der Bedarf an MRL- jedoch bei Schwachlast 2.090 MW und bei Starklast 1.350 MW (Abb. 57). Dieser Effekt ist auf die Verwendung eines nach Lastniveau unterteilten Lastprognosefehlers (siehe Abschnitt 3.1.1) und die Abhängigkeit der Einflussgröße „Kraftwerksausfälle“ vom Lastniveau (siehe Abschnitt 3.1.2) zurückzuführen. Bei Starklast führen die tendenziell vorliegende Unterschätzung der Last und der stärkere Einfluss der Kraftwerksausfälle also zu einem erhöhten Bedarf an MRL+ und einem reduzierten Bedarf an MRL-. Bei Schwachlast treten diese Effekte in umgekehrter Richtung auf.

Für einen sicheren Systembetrieb, insb. in Bezug auf den zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf, ist die Bereitstellung von positiver Regelleistung in einem ausreichenden Umfang kritischer zu sehen als die Vorhaltung negativer Regelleistung. Dies ist damit zu begründen, dass

¹⁴ Alle folgenden Ergebnisdarstellungen zeigen, sofern nicht ausdrücklich erwähnt, ausschließlich den so bestimmten zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf. Auch die Erläuterungen im Text beziehen sich, sofern nicht ausdrücklich auf eine abweichende Datenbasis hingewiesen wird, stets auf den zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf.

zwar durch die EE-Einspeisung grundsätzlich der Bedarf an positiver und negativer Regelleistung steigt. Wie in Kapitel 4.5 und 5.3 dargestellt, kann jedoch der zusätzliche EE-bedingte Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise der erneuerbaren Erzeugungsanlagen (bei Bedarf Abregelung Wind und PV, sodass keine Fahrplanüberschreitung auftritt) vermieden werden. Die Bereitstellung der zusätzlichen windbedingten positiven Regelleistung muss durch zusätzliche vorab eingeplante Erzeugungsleistung, z. B. aus konventionellen Kraftwerken oder Speichern, erbracht werden.

Da die größte zusätzliche windbedingte positive Regelleistung im Schwachlastfall auftritt, erfolgt die Ergebnisanalyse im Folgenden schwerpunktmäßig für die Bemessungsergebnisse für den Schwachlastfall.

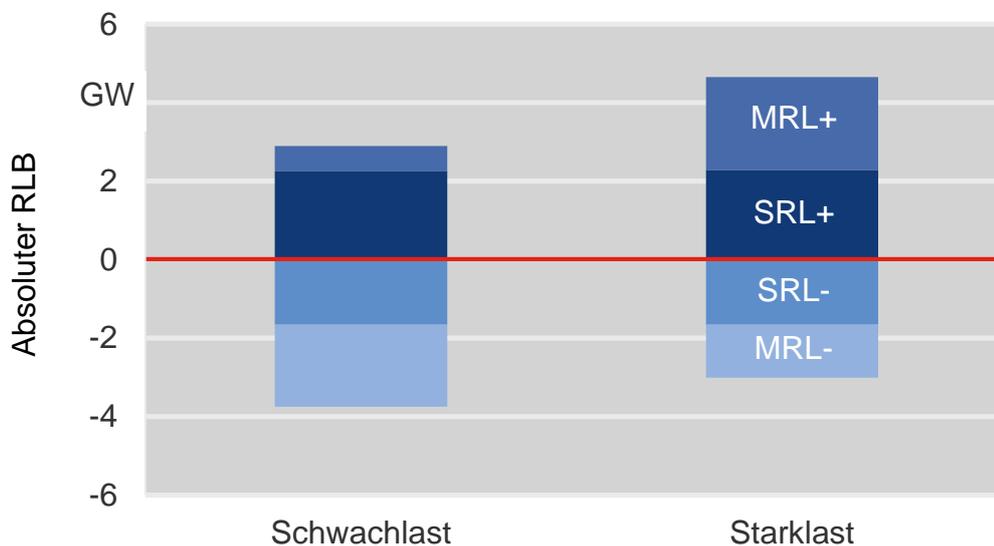


Abb. 57: Absoluter Regelleistungsbedarf ohne Berücksichtigung von EE-Erzeugung im Schwach- und Starklastfall

Es sei erneut darauf hingewiesen, dass der für Planungshorizont 1 ermittelte Bedarf an HRL+ nicht als Regelleistung, sondern - wie bereits in der heutigen Praxis - an einem ausreichend liquiden Intraday-Markt zu beschaffen ist (siehe Abschnitt 2.4 und 4.2.8). Die Ergebnisse für den Bedarf an HRL+ sind vielmehr als Indikator für die notwendige Liquidität von Intraday-Märkten zur Beschaffung von mittelfristig absehbaren EE-bedingten Bilanzabweichungen zu verstehen. Für die Vorhaltung der erforderlichen positiven Regelleistung ist auch bei großen installierten EE-Leistungen keine zusätzliche Erzeugungskapazität erforderlich (siehe Abschnitt 4.2.8). Die Analyse ob strukturelle Hemmnisse zu erwarten sind, die die Vermarktung einer in ausreichendem Umfang am Intraday-Markt verfügbaren Erzeugungskapazität und somit eine ausreichende Marktliquidität verhindern könnten, ist explizit nicht Aufgabe der hier durchgeführten Untersuchung.

Entscheidend für die Analyse des zusätzlichen EE-bedingten Bedarfs an positiver Regelleistung ist daher die SRL+ und MRL+.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in diesem Kapitel die Ergebnisse für den zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf unter der Voraussetzung dargestellt werden, dass die EE-Einspeisung (Windenergie und PV) unbeeinflusst in Höhe der zum Ist-Zeitpunktes wetterbedingt maximal möglichen Einspeiseleistung erfolgt. Die Option, den zusätzlichen EE-bedingten Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise (siehe auch Abschnitt 5.3 durch die Abregelung von Wind/PV) zu vermeiden, ist daher bei den hier dargestellten Bemessungsergebnissen noch nicht berücksichtigt.

Bei der Ergebnisinterpretation ist zu beachten, dass die Berechnungsergebnisse wesentlich durch die Qualität der Eingangsdaten beeinflusst werden. Insbesondere ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass, wie bereits detailliert in Kapitel 3 dargestellt, der Umfang der Datenbasis zur Parametrierung der EE-bedingten Einflussgrößen für Onshore-Wind deutlich größer ist als für Offshore-Wind und PV. Während also die Bemessungsergebnisse für den Regelleistungsbedarf für Onshore-Wind auch quantitativ eine hohe Belastbarkeit aufweisen, sind die Ergebnisse für Offshore-Wind und PV eher zur Ableitung von qualitativen Aussagen (d. h. zu Wirkungsmechanismen) als zur Diskussion des exakten quantitativen Regelleistungsbedarfs geeignet.

Schließlich ist zu beachten, dass die im Folgenden dargestellten Bemessungsergebnisse die strukturellen Zusammenhänge und zentrale Einflussgrößen anhand charakteristischer Szenarien analysieren sollen. So sind insbesondere die Ergebnisse des Regelleistungsbedarfs für große installierte Wind- und PV-Leistungen mit heutiger Prognosegüte in der Praxis nicht relevant, da für einen weiteren Ausbau der EE auch eine erheblich bessere Prognosegüte erwartet werden kann (siehe Abschnitte 3.2.3.2 und 3.2.3.3). Die Ergebnisse können daher nicht unmittelbar mit der heutigen Regelleistungsvorhaltung durch die ÜNB verglichen werden. Dafür sprechen auch weitere Gründe:

- die abweichende Form der Darstellung (zusätzlicher EE-bedingter vs. absoluter Regelleistungsbedarf),
- die unterschiedlichen Zeiträume und Umfänge der zur Parametrierung der Einflussgrößen herangezogenen Datenbasen,
- die teilweise ausschließliche Betrachtung von Wind und PV im Vergleich zur Betrachtung der realen Ausbausituation von Wind und PV durch die ÜNB,

- die situationsabhängige Regelleistungsbemessung für Wind und PV, die Unterscheidung nach Winter- und Sommermonaten (PV) sowie die ausschließlichen Berücksichtigung der Tagstunden bei der Parametrierung der PV-bedingten Einflussgrößen und
- die bewusste Vernachlässigung von weniger relevanten Einflussgrößen auf den Regelleistungsbedarf, wie z. B. Fahrplan- und Stundensprünge.

4.2 Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf

4.2.1 Onshore-Windenergie

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für die Szenarien dargestellt, in denen ausschließlich Onshore-Windenergie berücksichtigt wird (Szenarien 1, 2, 3, 4, 6 und 8 in Tab. 2). Dabei werden in Abschnitt 4.2.1 nur Ergebnisse unter Verwendung der Wind-Leistungsprognosen entsprechend der heutigen Prognosegüte vorgestellt. Anschließend werden in Abschnitt 4.2.1 die Ergebnisse unter Berücksichtigung der zukünftigen Prognosegüte und neuer Anlagentechnik erläutert.

4.2.1.1 Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik

Planungshorizont 1

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für den Planungshorizont 1 und den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten WEA-Leistung zeigt Abb. 58. Die prognostizierte WEA-Leistung ist dabei sowohl relativ als auch als absoluter Leistungswert angegeben.

Sehr auffällig ist die deutliche Zunahme des Regelleistungsbedarfs, sowohl mit zunehmender installierter WEA-Leistung als auch mit zunehmender prognostizierter Einspeiseleistung, insbesondere für den Bedarf an positiver Regelleistung.

So steigt der Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL+ (= Summe aus SRL+ und MRL+) im Vergleich der Bemessungen für die Szenarien 30 GW/70 % und 90 GW/70 % von ca. 2790 MW auf ca. 12.300 MW. Für kleine prognostizierte Einspeiseleistungen ändert sich der GRL-Bedarf im Vergleich dazu nur geringfügig von 5 MW für das Szenario 30 GW/2 % auf 450 MW für das Szenario 90 GW/2 %.

Der Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL- (= Summe aus MRL- und SRL-) steigt im Vergleich der Szenarien 30 GW/70 % und 90 GW/70 % von 1900 MW auf 10.100 MW. Der Vergleich zwischen

den Bemessungsergebnissen für die Szenarien 30 GW/ 2% und 90 GW/2% zeigt einen (im Vergleich zur GRL+ deutlich größeren) Anstieg des Bedarfs an GRL- von 100 MW auf 1.800 MW.

Im Vergleich zur MRL verändert sich der Bedarf an SRL nur in geringem Umfang durch die WEA-Einspeisung.

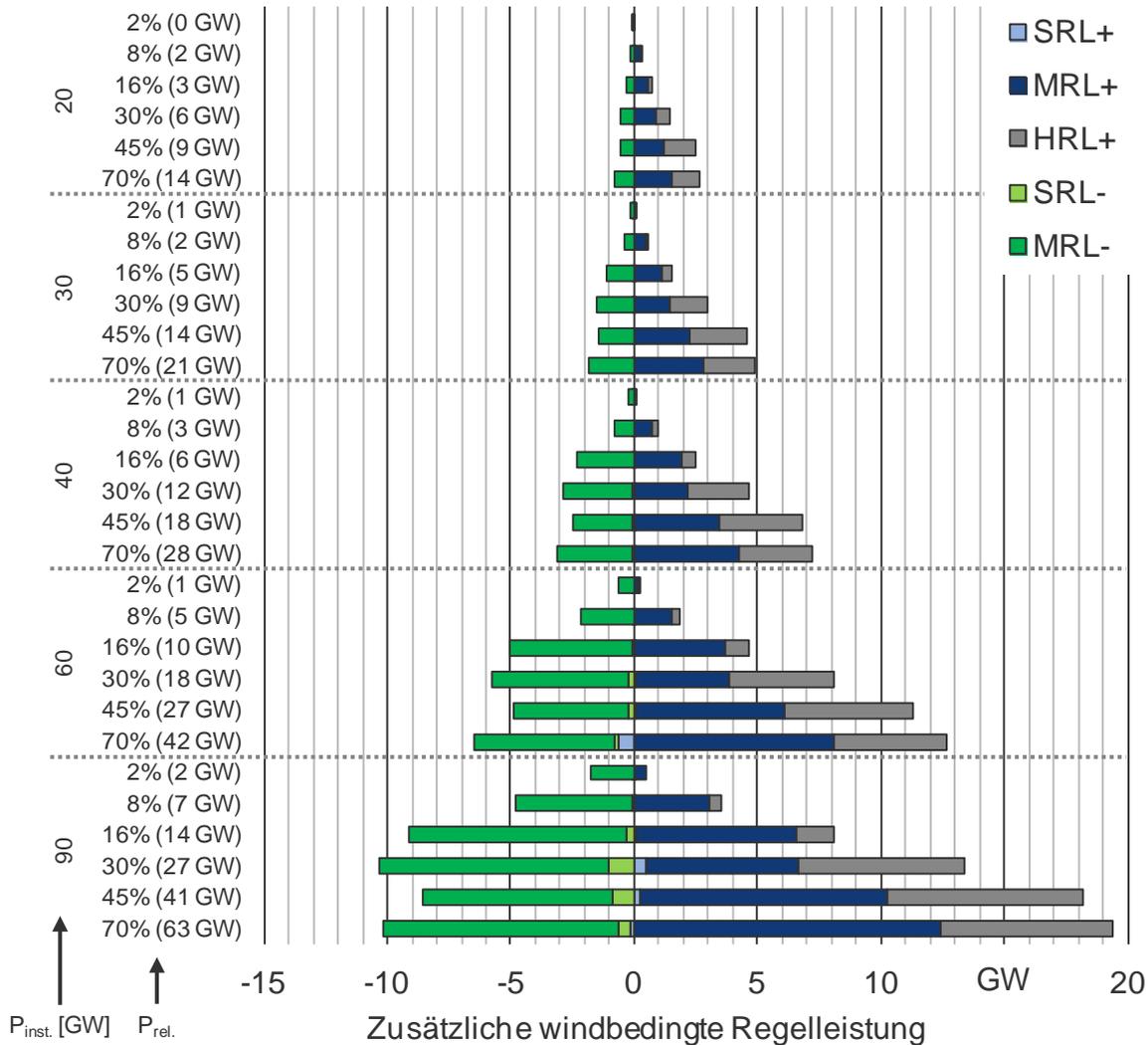


Abb. 58: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung für Planungshorizont 1 bei heutiger Prognosegüte

Hinsichtlich der Aufteilung der GRL+ auf die Regelleistungsqualitäten SRL+ und MRL+ ist zu erkennen, dass die SRL+ weitgehend unabhängig von der installierten und prognostizierten WEA-Leistung. Dabei sind zwei Effekte zu unterscheiden. Erstens führt eine steigende installierte und prognostizierte WEA-Leistung zu einer Verdrängung konventioneller Kraftwerke. Dies wird in die-

ser Studie durch eine Anpassung des bei der Regelleistungsbemessung berücksichtigten Kraftwerksparks abgebildet (siehe Abschnitt 3.1.2). Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke führt zu einem reduzierten Bedarf an SRL+ für potenzielle Kraftwerksausfälle und zwar in immer größerem Umfang je höher die installierte sowie prognostizierte WEA-Leistung ist. Dies ist die Erklärung dafür, dass z. B. bei der Regelleistungsbemessung 60 GW/70 % die zusätzliche windbedingte SRL+ um ca. 630 MW geringer ist als in einem Szenario ohne WEA-Erzeugung und die SRL+ bei der hier gewählten Vorzeichenkonvention daher ein negatives Vorzeichen aufweist. Dieser Effekt wird jedoch dadurch überlagert, dass mit zunehmender installierter und prognostizierter WEA-Leistung das WEA-Rauschen zunächst zunimmt, für sehr hohe Einspeisungen aber wieder abnimmt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hohe Gradienten der WEA-Leistung (und damit ein hohes WEA-Rauschen) insbesondere bei mittleren Windleistungen zu beobachten sind (siehe Abschnitt 3.2.2). Bei der Interpretation des ermittelten SRL-Bedarfs ist zu berücksichtigen, dass dieser teilweise durch das unterstellte Modell zur Abbildung des WEA-Rauschens beeinflusst wird und dieses Modell, wie bereits in Abschnitt 2.1.3 erläutert, Unsicherheiten aufweist. Die Ergebnisse zum SRL-Bedarf weisen daher nur eine begrenzte Belastbarkeit auf.

Das Verhältnis aus zusätzlicher windbedingter MRL+ und HRL+ bleibt trotz steigender installierter WEA-Leistung weitgehend konstant. So beträgt der Anteil der HRL+ an der Summe aus MRL+ und HRL+ für das Szenario 30 GW/70 % ca. 43 % und das Szenario 90 GW/70 % ca. 36 %. Dies hat einen Anstieg der MRL+ zwischen beiden Szenarien von 2.800 MW auf 12.400 MW zur Folge, während die HRL+ von 2.100 MW auf 7.000 MW ansteigt. Für die Auswirkungen der prognostizierten WEA-Einspeiseleistung auf die HRL+ ist weiterhin festzustellen, dass die zusätzliche windbedingte HRL+ bis zu einer relativen Einspeisung von 30 % deutlich zunimmt, danach bis zur relativen Einspeisungsklasse von 45 % weiter leicht zunimmt und bei einer relativen Einspeisung von 70 % sogar abnimmt. Gleichzeitig steigt die Summe aus GRL+ und HRL+ über der prognostizierten WEA-Einspeiseleistung kontinuierlich. Dies zeigt, dass bei hoher prognostizierter WEA-Einspeisung ein größerer Anteil der Prognosefehler erst relativ kurzfristig absehbar ist, so dass hierfür verstärkt MRL+ statt HRL+ vorgehalten werden muss.

Der Bedarf an negativer Regelleistung liegt für alle installierten und prognostizierten WEA-Leistungen in der Größenordnung des bemessenen positiven Regelleistungsbedarfs. Aufschlussreich ist jedoch die Analyse der Abhängigkeit der SRL- von installierter und prognostizierter WEA-Leistung, da hier durch den nicht vorhandenen Einfluss von Kraftwerksausfällen auf die SRL- der Effekt des WEA-Rauschens isoliert analysiert werden kann. Es zeigt sich dabei eine mit dem Verlauf der SRL+ vergleichbare Entwicklung der SRL- mit installierter und prognostizierter WEA-Leistung. Die SRL- nimmt aufgrund des WEA-Rauschens erwartungsgemäß ebenfalls mit zunehmender

prognostizierter Einspeisung zunächst zu und bei hohen prognostizierten Einspeisungen wieder ab.

Für die negative Regelleistung ist darüber hinaus grundsätzlich ein mit zunehmender prognostizierter WEA-Einspeisung zunächst zu- und dann wieder abnehmender Bedarf an MRL- zu erwarten (siehe Abb. 30). Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass bei einer prognostizierten Windleistungseinspeisung in der Größenordnung der maximalen zu erwartenden Einspeisung die Wahrscheinlichkeit dafür abnimmt, dass die tatsächliche Einspeiseleistung deutlich überschätzt wird (hohe positive Prognosefehler) und somit MRL- zur Kompensation aktiviert werden muss. Bei der Analyse der Bemessungsergebnisse für den Planungshorizont 2 ist dieser Effekt deutlich zu erkennen. Die hier analysierten Bemessungsergebnisse für den Planungshorizont 1 zeigen diesen Effekt jedoch nur sehr schwach ausgeprägt. Vielmehr steigt der Regelleistungsbedarf mit steigender Windleistungseinspeisung bis zu einer prognostizierten Windleistung von ca. 30 % kontinuierlich an und liegt für höhere prognostizierte Einspeiseleistungen auf einem etwa gleichbleibenden Niveau. Die Ursache dafür liegt in der Verwendung des auf die *Day-Ahead prognostizierte Windeinspeisung* bedingten *2-hour-ahead-Windprognosefehlers* (EE-Prognosefehler h-2/d-1; siehe Abb. 9), während bei Planungshorizont 2 der auf die *2-hour-ahead prognostizierte Windeinspeisung* bedingte *2-hour-ahead-Prognosefehler* (EE-Prognosefehler h-2/h-2; Abb. 10) verwendet wird. Während somit im Planungshorizont 2 der Prognosefehler und die prognostizierte Windleistungseinspeisung zum selben Zeitpunkt bestimmt werden, werden sie bei Planungshorizont 1 zu unterschiedlichen Zeitpunkten bestimmt. Die Zuordnung von Prognosefehlern zu Windleistungs-Klassen ist daher bei Planungshorizont 1 ein Stück weit zufällig.

Abb. 59 zeigt den Verlauf der bisher diskutierten zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für den Schwachlastfall. Die einer bestimmten Klasse relativer WEA-Erzeugung zugeordnete absolute prognostizierte Leistung entspricht dabei dem Erwartungswert der WEA-Erzeugung in der jeweiligen Klasse. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die tatsächliche absolute WEA-Erzeugung innerhalb einer Klasse (d. h. über die Breite der Klassen) variieren kann.

Im Gegensatz zu Abb. 58 erlaubt Abb. 59 eine unmittelbare Bewertung des für eine bestimmte WEA-Erzeugung resultierenden zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarfs. Dabei ist das

Verhältnis aus prognostizierter WEA-Einspeisung und zusätzlichem windbedingtem Bedarf an positiver Regelleistung (in Form von GRL+) ¹⁵ stets größer als Eins. Für eine installierte WEA-Leistung von 30 GW beträgt das Verhältnis beispielsweise 4,2 (4,8 GW WEA-Erzeugung im Verhältnis zu ca. 1.140 MW GRL+) bis 7,5 (21 GW Erzeugung gegenüber 2.800 MW GRL+) Für eine installierte WEA-Leistung von 90 GW ergeben sich analog Verhältnisse im Bereich von 2,2 bis 5,1.

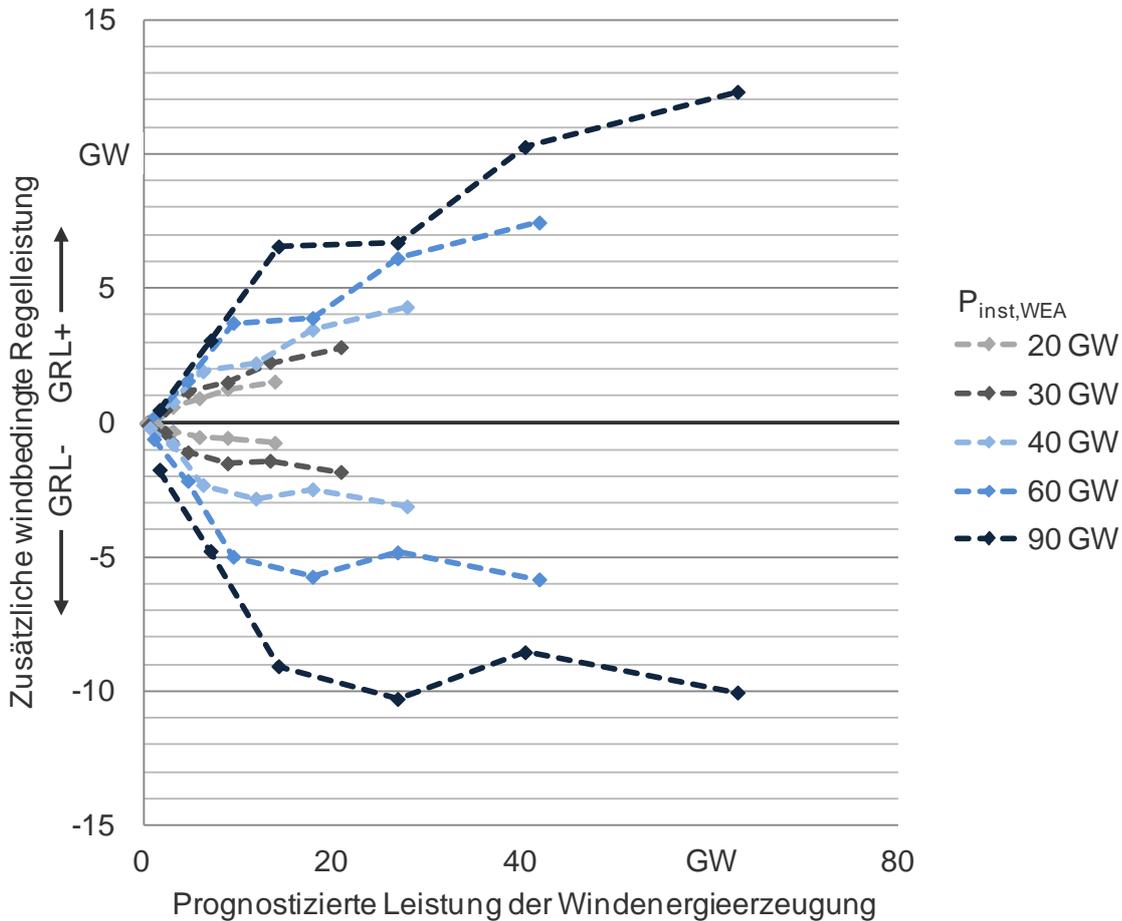


Abb. 59: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

¹⁵ Für die Einordnung der Ergebnisse ist festzuhalten, dass dieses Verhältnis immer größer als oder gleich Eins ist, da theoretisch höchstens so viel zusätzliche positive Regelleistung erforderlich sein kann, wie an WEA-Einspeisung prognostiziert wurde.

Diese Betrachtung des Verhältnisses von prognostizierter Einspeisung und zusätzlichem windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung (GRL+), ist dabei nur im Hinblick auf die positive Regelleistung sinnvoll und auch notwendig, da die zusätzliche positive windbedingte Regelleistung durch andere Regelleistungserbringer, wie z. B. konventionelle Kraftwerke oder zusätzliche vorab eingeplante Erzeugungsleistung in Kombination mit zusätzlichen regelbaren Lasten, erbracht werden muss. Im Hinblick auf die negative Regelleistung ist eine analoge Betrachtung hingegen nicht sinnvoll, da der zusätzliche EE-bedingte Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise der erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Abregelung Wind und PV bei Bedarf) vermieden werden kann. Die zusätzliche windbedingte Regelleistung muss daher nicht unbedingt durch andere Anlagen bereitgestellt werden (siehe auch Abschnitt 4.5 und 5.3).

Planungshorizont 2

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für den Planungshorizont 2 und den Schwachlastfall zeigt Abb. 60.

Sowohl die Bemessungsergebnisse für SRL+ als auch für SRL- sowie für MRL+ stimmen weitgehend mit den Bemessungsergebnissen des Planungshorizonts 1 überein. Auch für MRL- bestehen große Ähnlichkeiten.

Die bestehenden Unterschiede für SRL- und SRL+ weisen einen Betrag von maximal 140 MW auf, treten nur für hohe installierte und gleichzeitig hohe prognostizierte WEA-Leistung auf und sind im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Verteilungen des berücksichtigten EE-Rauschens zu erklären. Diese resultieren daraus, dass nicht nur die Prognosefehler nach prognostizierter WEA-Einspeisung klassifiziert werden sondern auch die auftretenden 15-min-Einspeisungsgradienten, aus denen das EE-Rauschen berechnet wird. Dabei erfolgt die Zuordnung eines bestimmten Gradienten zu einer Klasse prognostizierter Einspeisung im Planungshorizont 1 anhand der Day-Ahead prognostizierten WEA-Leistung, im Planungshorizont 2 hingegen anhand der 2-hour-ahead prognostizierten WEA-Leistung. Dadurch kann derselbe Gradient der tatsächlichen WEA-Einspeisung im Vergleich der beiden Planungshorizonte unterschiedlichen Klassen prognostizierter WEA-Leistung zugeordnet werden. Einen weiteren, wenn auch geringen, Einfluss auf die SRL-Bemessung hat das Beschneiden der SRL-Bedarfs-Verteilung an unterschiedlichen Stellen durch die unterschiedliche bemessene GRL und wiederum das Beschneiden der GRL-Bedarf-Verteilung an den Stellen der bemessenen VRL im Planungshorizont 1 (siehe Abschnitt 2.3).

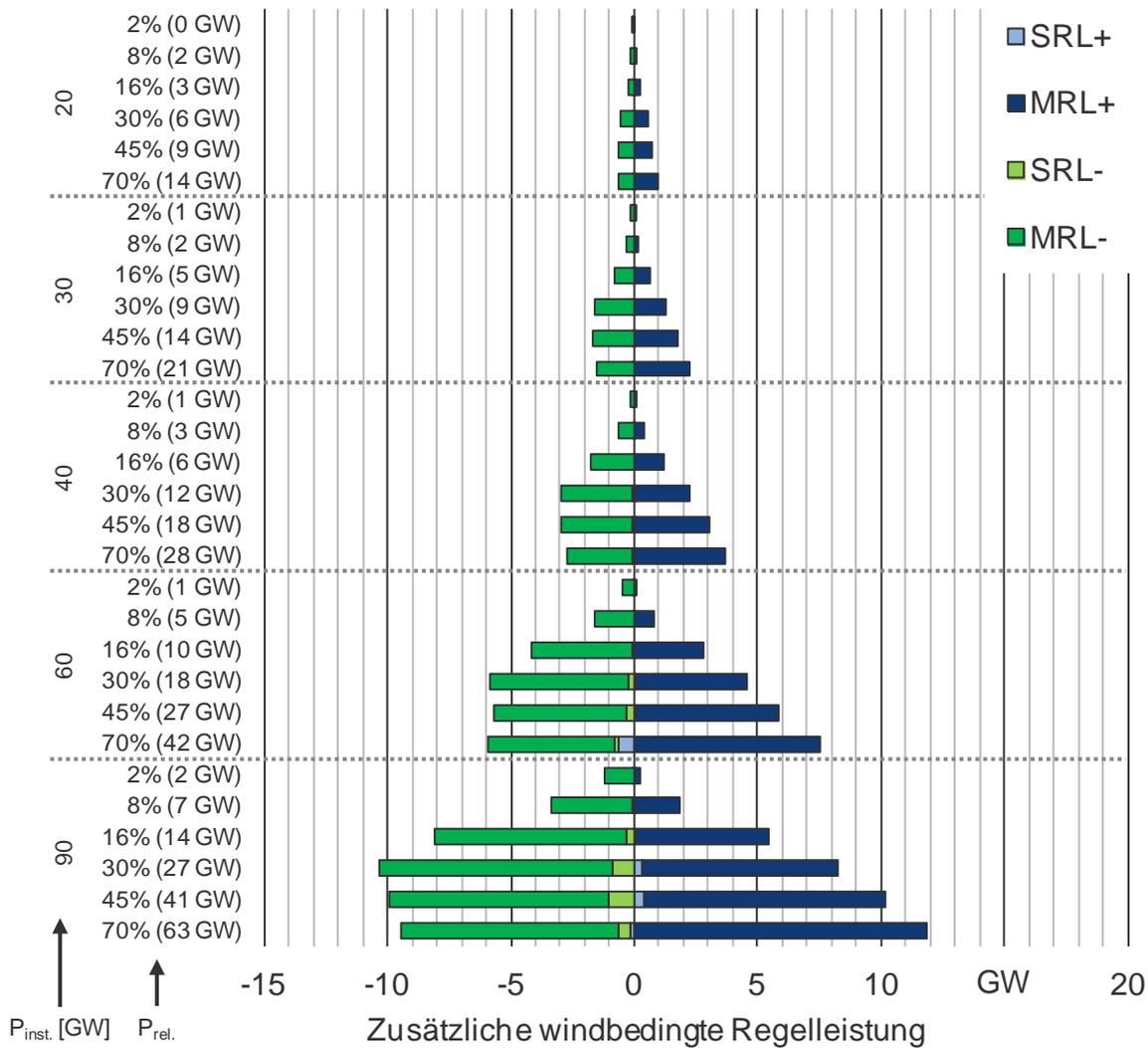


Abb. 60: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung für Planungshorizont 2

Beide genannten Effekte führen auch mit Blick auf die MRL+ und MRL- zwischen Planungshorizont 1 und 2 zu abweichenden Bemessungsergebnissen. Dabei hat die Beschneidung der Verteilungen nur (sehr geringe) Auswirkungen auf die Bemessungsergebnisse für MRL+ in Planungshorizont 2, da im Planungshorizont 1 ein Teil der positiven Regelleistung durch HRL+ vorgehalten wird, für Planungshorizont 2 jedoch unterstellt wird, dass die gesamte positive Regelleistung in Form von SRL+ und MRL+ vorgehalten wird.

Dieser Effekt wird überlagert von der bereits diskutierten Klassifizierung von WEA-Prognosefehlern anhand der zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchgeführten Leistungsprognosen im Vergleich der Planungshorizonte 1 und 2 (Planungshorizont 1: 2-hour-ahead Fehler klassifiziert nach

Day-Ahead prognostizierter WEA-Leistung; Planungshorizont 2: 2-hour-ahead Fehler klassifiziert nach 2-hour-ahead prognostizierter WEA-Leistung). Für Planungshorizont 2 geht die prognostizierte WEA-Leistung also zum einen in die Bestimmung des Prognosefehlers ein, stellt zum anderen aber auch die Datenbasis zur Klassifizierung dieser Prognosefehler dar. Die bei der Diskussion der Ergebnisse für Planungshorizont 1 identifizierte teilweise zufällige Zuordnung von Prognosefehlern zu Leistungsklassen entfällt für Planungshorizont 2 daher. Aus diesem Grund zeigen die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 deutlich den auf Basis von Abb. 30 erwarteten Zusammenhang zwischen dem Bedarf an MRL+ und MRL- und den Prognosefehlern in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Leistung. Während der Bedarf an MRL+ mit zunehmender prognostizierter WEA-Leistung stetig ansteigt, steigt der Bedarf an MRL- nur bis zu einer relativen WEA-Leistung von 30 % an (für 90 GW/30 % z. B. 9.500 MW) und sinkt bei höheren relativen WEA-Leistungen wieder (für 90 GW/70 % z. B. 8.800 MW). Dieser Effekt wird überlagert von der auch für Planungshorizont 2 zu beobachtenden Abnahme des Einflusses des EE-Rauschens auf die SRL für sehr hohe prognostizierte WEA-Leistungen.

Wie bereits bei der Analyse zu Planungshorizont 1 zeigt Abb. 61 den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung. Der im Vergleich zu Abb. 59 deutlich gleichmäßigere Verlauf der einzelnen Kurven ist auf die diskutierte in Planungshorizont 2 „zeitrichtig“ stattfindende Zuordnung von Prognosefehlern und Gradienten zu den einzelnen relativen Leistungsklassen zurückzuführen.

Auch für Planungshorizont 2 ist die prognostizierte WEA-Einspeisung stets ein Mehrfaches des zusätzlichen windbedingten Bedarfs an positiver Regelleistung (in Form von GRL+). Analog zur für Planungshorizont 1 durchgeführten Berechnung des Verhältnisses zwischen prognostizierter WEA-Leistung und zusätzlicher windbedingter GRL+ ergeben sich hier für eine installierte WEA-Leistung von 30 GW Verhältnisse zwischen 7,0 und 11,7 sowie für 90 GW zwischen 2,6 und 5,3.

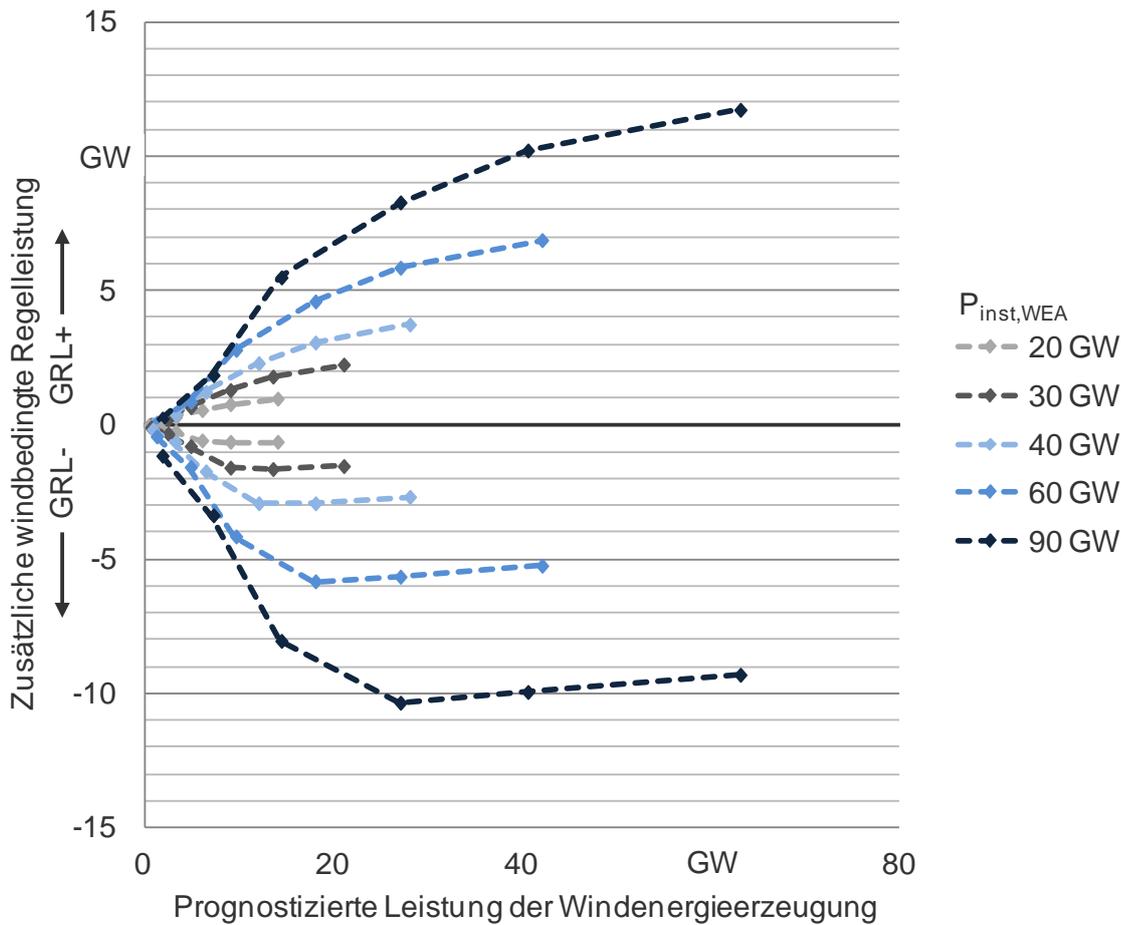


Abb. 61: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

4.2.1.2 Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik

Entsprechend der Herleitung in Abschnitt 3.2.3 führt die Unterstellung der zukünftigen Prognosegüte und neuen Anlagentechnik grundsätzlich zu einer Verringerung der Windleistungs-Prognosefehler. Diese geringeren Prognosefehler spiegeln sich in einer Verringerung der notwendigen Regelleistungsvorhaltung wider. Die grundsätzlichen Effekte der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf bleiben mit der Veränderung der Prognosegüte gleich.

Um eine zielgerichtete Ergebnisdiskussion zu ermöglichen, wird daher im Folgenden auf die Darstellung der vollständigen Ergebnisse der Regelleistungsbemessung verzichtet. Stattdessen werden die Ergebnisse für ausgewählte installierte WEA-Leistungen analysiert, die einen anschaulichen Vergleich der Bemessungsergebnisse für heutige und zukünftige Prognosegüte in Kombination mit der Anlagentechnik ermöglichen.

Planungshorizont 1

Abb. 62 zeigt den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten Onshore-WEA-Leistung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Vergleich von heutiger Prognosegüte und heutiger Anlagentechnik zu zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik. Die Ergebnisse zeigen dabei einen deutlichen Rückgang der notwendigen Regelleistungsvorhaltung durch die zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik.

So sinkt der Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL+ im Vergleich zu heutiger Prognosegüte und Anlagentechnik im Mittel über alle installierten WEA-Leistungen und prognostizierten WEA-Einspeisungen um ca. 40 %, der Bedarf an GRL- sogar um ca. 50 %.¹⁶ Es ergibt sich beispielsweise bei einer installierten Windleistung von 60 GW und einer relativen Einspeisung von 8 % im Fall negativer GRL eine Reduktion von über 55 %.

Der relative Anteil der in Abb. 62 nicht dargestellten HRL+ an der Summe aus HRL+ und MRL+ verändert sich durch eine Verbesserung der Prognosegüte nur unwesentlich. Für heutige, wie für zukünftige Prognosegüte beträgt der über alle installierten Leistungen und prognostizierten Einspeisungen gemittelte HRL-Anteil etwa 35 %.

Bei der SRL treten wie erwartet keine Änderungen gegenüber einer Regelleistungsbemessung mit heutiger Prognosegüte auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine Variation der Prognosegüte keinen Einfluss auf die dimensionierend wirkenden Gradienten der WEA-Ist-Einspeisung hat (siehe Abschnitt 3.2).

Für die Szenarien mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik steigen die Verhältnisse aus prognostizierter WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingten Bedarf an posi-

¹⁶ Die deutliche Verringerung des Reservebedarfs erscheint vor dem Hintergrund der unterstellten Verbesserung der Prognosen von lediglich 25 % (siehe Abschnitt 3.2.3) zunächst unplausibel. Sie ist jedoch dadurch zu erklären, dass die relative Verringerung nicht anhand des absoluten Reservebedarfs sondern - der Logik der gesamten Ergebnisdarstellung folgend - anhand des zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarfs bestimmt wurde. Dazu wurde sowohl vom Bedarf für heutiges als auch für zukünftiges Prognoseniveau jeweils der Reservebedarf abgezogen, der sich ohne die Berücksichtigung der Windenergie ergibt. Dieses Abziehen eines konstanten Betrages führt dann systematisch immer zu einer Überzeichnung der relativen Unterschiede. Der beschriebene Wirkmechanismus ist auch die Ursache für die mit zunehmender installierter Leistung abnehmende relative Veränderung des Reservebedarfs durch die unterstellte Prognoseverbesserung.

tiver Regelleistung erheblich. Für eine installierte WEA-Leistung von 30 GW ergeben sich Verhältnisse im Bereich zwischen 7,6 und 13,1 sowie für eine installierte Leistung von 90 GW im Bereich zwischen 3,6 und 8. Die Verbesserung der Prognosegüte in Kombination mit einer neuen Anlagentechnik führt durch den deutlich geringeren Regelleistungsbedarf bei derselben prognostizierten WEA- Einspeisung zu einer Steigerung des Verhältnisses etwa um den Faktor 2.

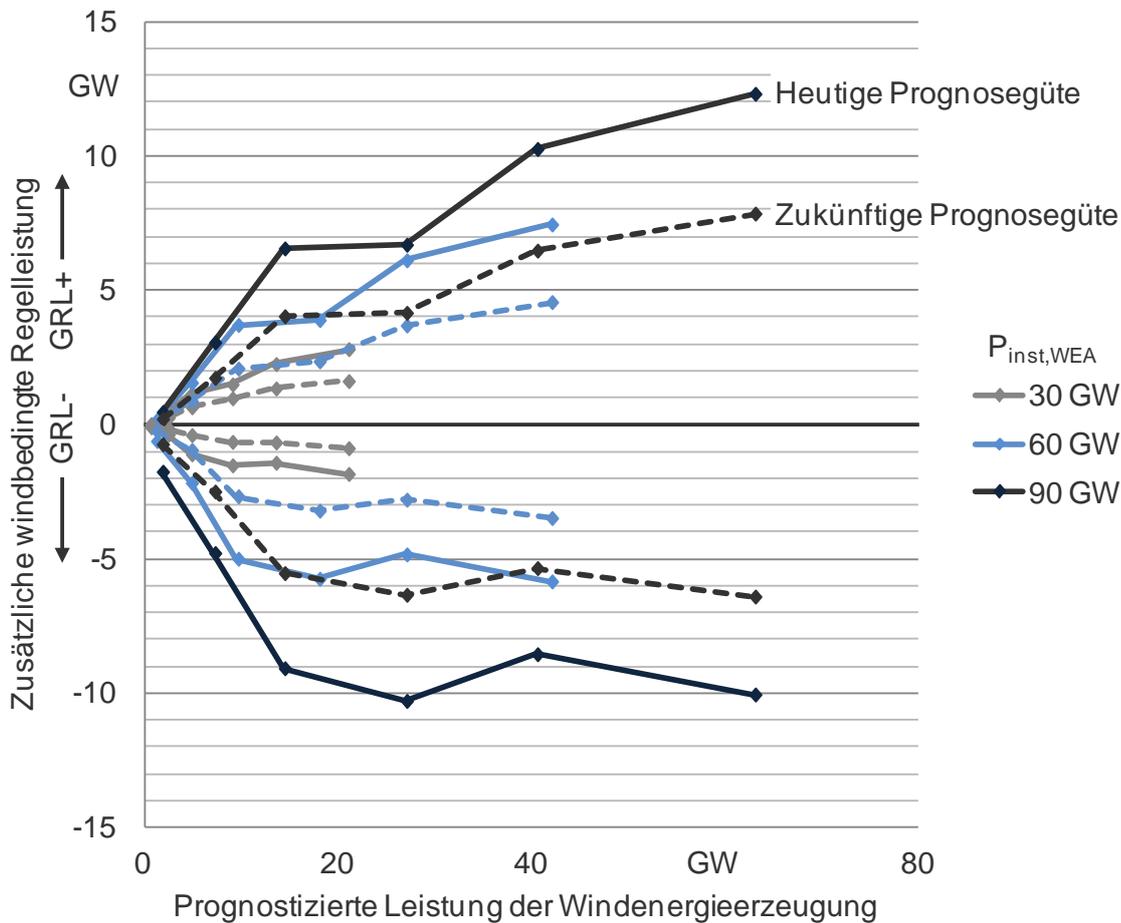


Abb. 62: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

Planungshorizont 2

Eine zu Abb. 62 analoge Darstellung zeigt Abb. 63 für den Planungshorizont 2. Auch hier zeigt sich erwartungsgemäß eine deutliche Reduktion des zusätzlichen windbedingten Bedarf an GRL bei zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik, die im Vergleich zu den Ergebnissen für Planungshorizont 1 jedoch noch etwas deutlicher ausfällt: So sinkt der Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL+ um 49 %, der Bedarf an GRL- um 46 %.

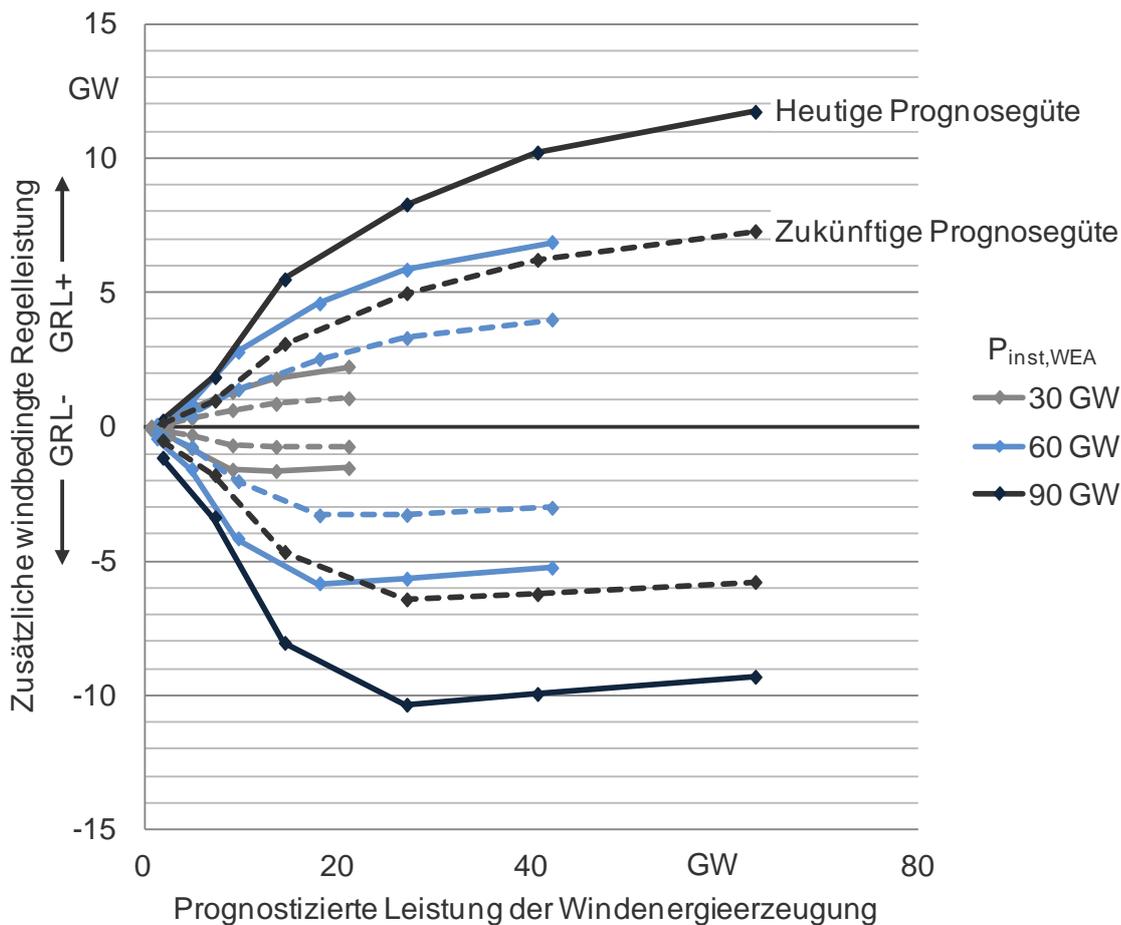


Abb. 63: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

Entsprechend vergrößert sich auch das Verhältnis aus prognostizierter WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung. Für eine installierte WEA-Leistung von 30 GW liegen die Verhältnisse im Bereich zwischen 14,8 und 23,8 für 90 GW von 4,7 bis 8,7. Auch im Planungshorizont 2 resultiert somit aus einer Verbesserung der Prognosegüte in Kombination mit einer neuen Anlagentechnik eine Steigerung des Verhältnisses etwa um den Faktor 2.

4.2.2 Kombinierte Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für die Szenarien dargestellt, in denen Onshore- und Offshore-Windenergie gemeinsam betrachtet werden (Szenarien 5, 7, 9, 10, und 11 in Tab. 2). Zum einfacheren Vergleich mit den Ergebnissen bei ausschließlich Onshore installierter Windenergie umfassen die Ergebnisdarstellungen zusätzlich diejenigen Onshore-Szenarien, die dieselbe gesamt installierte WEA-Leistung aufweisen wie eines der Kombinationsszenarien (Szenario 4, 6 und 8 zum Vergleich mit Szenario 5, 7 und 9).

Bei der Interpretation der Bemessungsergebnisse für die Szenarien mit Offshore Windenergie, ist, wie in Abschnitt 3.2.1 erläutert, zu berücksichtigen, dass die verfügbare Datenbasis zur Parametrierung von Prognosefehlerverteilungen der Offshore-Windenergie einen deutlich geringeren Umfang aufweist als die Datenbasis zur Parametrierung der Onshore-WEA-Prognosefehlerverteilungen. Die Ergebnisbelastbarkeit der Regelleistungsbemessungen für Offshore-WEA ist daher geringer, es ist jedoch davon auszugehen, dass die Ergebnistendenzen richtig abgebildet werden.

In Abschnitt 4.2.2 werden Ergebnisse unter Verwendung der Wind-Leistungsprognosen entsprechend der heutigen Prognosegüte vorgestellt. Anschließend werden im späterem Verlauf in Abschnitt 4.2.2 die Ergebnisse unter Berücksichtigung der zukünftigen Prognosegüte und neuer Anlagentechnik erläutert.

4.2.2.1 Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik

Planungshorizont 1

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für Planungshorizont 1 und den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten WEA-Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergie¹⁷ zeigt Abb. 64.

Ebenso wie bei der isolierten Betrachtung der Onshore-Windenergie steigt auch hier der Regelleistungsbedarf sowohl mit zunehmender installierter WEA-Leistung als auch mit zunehmender prognostizierter Einspeisung, insbesondere bei positiver Regelleistung. Zu erkennen ist auch ein mit zunehmender Offshore installierter Leistung deutlich steigender Regelleistungsbedarf.

Die grundlegenden Zusammenhänge zwischen installierter und prognostizierter WEA-Leistung und Regelleistungsbedarf bei einer kombinierten Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie stimmen mit den bereits bei der Ergebnisanalyse in Abschnitt 4.2.1 (nur Onshore-Windenergie) identifizierten Zusammenhängen überein.

¹⁷ Die installierte WEA-Leistung in der Beschriftung der y-Achse des Diagramms ist dabei im Format gesamt/onshore/offshore installierte Leistung angegeben. Im Szenario 40/40/0 sind beispielsweise 40 GW WEA-Leistung onshore und 0 GW offshore installiert, während im Szenario 40/35/5 von derselben gesamten WEA-Leistung 35 GW onshore und 5 GW offshore installiert sind.

Der Fokus der Ergebnisanalyse in diesem Abschnitt liegt daher auf dem Vergleich der Bemessungsergebnisse für eine gleiche gesamte installierte Leistung jedoch eine unterschiedliche Aufteilung auf Onshore und Offshore. Dadurch können unterschiedliche Auswirkungen der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung auf den Regelleistungsbedarf identifiziert werden.

In diesem Sinne werden zunächst die Bemessungsergebnisse für die Szenarien mit gesamten installierten Leistungen von 40, 60, 90 und 120 GW miteinander verglichen. Dabei fällt auf, dass bis zu einer installierten Gesamt-WEA-Leistung von 60 GW die Berücksichtigung eines Offshore-Anteils tendenziell zu einer Reduzierung des Regelleistungsbedarfs führt, bei einer darüber hinausgehenden insgesamt installierten WEA-Leistung jedoch eine Steigerung des Regelleistungsbedarfs die Folge ist.

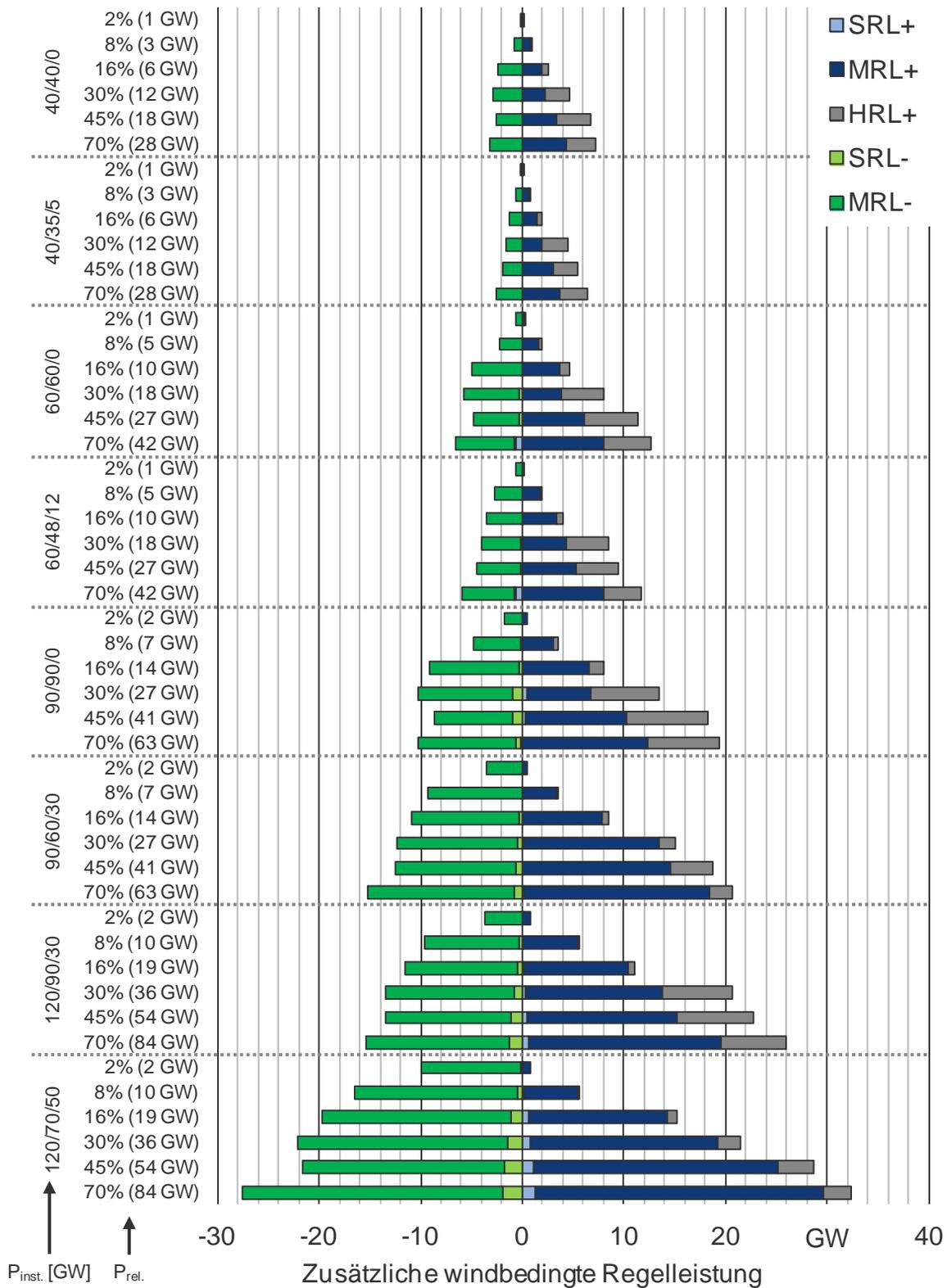


Abb. 64: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) für Planungshorizont 1

So ändert sich der über alle relativen WEA-Leistungsklassen gemittelte Regelleistungsbedarf jeweils im Szenario mit höherem Offshore-Anteil bei insgesamt installierter Leistung von 40 GW um -13 % (GRL+) bzw. -32 % (GRL-), von 60 GW um -8 %/-15 %, von 90 GW um +6 %/+43 % und von 120 GW um +20 %/+76 %. Dieses Ergebnis ist auf die Berücksichtigung der Korrelation zwischen Onshore- und Offshore-WEA-Leistung bei der Berechnung des gesamten WEA-Prognosefehlers zurückzuführen. So führt ein geringer Offshore-Anteil offensichtlich zu einer teilweisen Kompensation zwischen Onshore- und Offshore-Prognosefehlern und damit einem reduzierten Regelleistungsbedarf, während bei zunehmendem Offshore-Anteil dessen offensichtlich größerer Prognosefehler zu einem steigenden Regelleistungsbedarf führt.

Weiterhin deuten die Ergebnisse darauf hin, dass bei jeweils gleicher installierter Gesamt-WEA-Leistung ein höherer Offshore-Anteil dazu führt, dass ein geringerer Anteil des gesamten Regelleistungsbedarfs in Form von HRL+ bereitgestellt werden kann und stattdessen mehr kurzfristig aktivierbare MRL+ zur Verfügung stehen muss. So beträgt der über alle WEA-Leistungsklassen gemittelte Anteil der HRL+ an der Summe aus MRL+ und HRL+ für beide Szenarien mit 40 GW insgesamt installierter Leistung noch ca. 43 %, für 60 GW jedoch bereits 40 % und 36 % (bei höherem Offshore-Anteil), für 90 GW 38 % und 13 % und für 120 GW 25 % und 9 %. Die Ursache hierfür könnte darin begründet sein, dass die Offshore-Erzeugung auch mit einem zeitlichen Vorlauf von zwei Stunden (2-hour-ahead-Prognosefehler geht in MRL-Bemessung ein) schlechter prognostizierbar ist als die Onshore-Erzeugung. Allerdings ist bei dieser Schlussfolgerung auch zu berücksichtigen, dass die Datenbasis für die Offshore-Prognosefehler nur einen deutlich geringeren Umfang aufweist und somit erhebliche Unsicherheiten bestehen.

Dies erscheint plausibel, da die im vorigen Absatz diskutierte Steigerung des gesamten Regelleistungsbedarfs bei zunehmender Offshore-Erzeugung auf die auch mit längerem zeitlichem Vorlauf schlechtere Prognostizierbarkeit der Offshore- im Vergleich zur Onshore-Erzeugung zurückzuführen ist. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die bereits diskutierte schlechtere Datenverfügbarkeit zur Parametrierung der Offshore-Prognosefehler insbesondere auf die Qualität der für die Bestimmung der Aufteilung zwischen HRL und MRL besonders relevanten 2-hour-ahead-Prognose auswirkt. Die hierfür erforderlichen Messwerte der WEA-Einspeisung, stehen im Onshore-Bereich für eine Vielzahl von WEA über einen längeren Zeitraum zur Verfügung, jedoch nur für zwei Offshore-Windparks über einen erheblich kürzeren Zeitraum (siehe Abschnitt 3.2.1). Der Bedarf an SRL steigt für sehr große installierte WEA-Leistungen bei gleichzeitig hoher prognostizierter Einspeisung nennenswert. Dies ist wesentlich auf den zunehmenden Einfluss des EE-Rauschens zurückzuführen. So steigt der zusätzliche windbedingte SRL-Bedarf im Szenario

120/70/50 von 18 MW (SRL+) und 16 MW (SRL-) für eine relative prognostizierte Einspeisung von 2 % der installierten Leistung auf 1.300 MW (SRL+) und 1900 MW (SRL-) für eine relative Einspeisung von 70 %. Die Bemessungsergebnisse für Szenarien mit hohem Offshore-Anteil zeigen tendenziell einen mit zunehmender prognostizierter Einspeisung stetig zunehmenden Bedarf an SRL aufgrund des zunehmenden Einflusses des EE-Rauschens.

Abb. 65 zeigt wiederum den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung. Deutlich zeigt sich auch hier, dass mit steigender installierter Gesamt-Leistung und zunehmendem Offshore-Anteil der zusätzliche windbedingte Regelleistungsbedarf deutlich zunimmt. Das Verhältnis von prognostizierter Einspeisung und zusätzlichem Bedarf an positiver Regelleistung (GRL+) beträgt für das Szenario 120/90/30 zwischen 1,8 und 4,3 während sich bei identischer gesamt installierter Leistung aber höherem Offshore-Anteil (Szenario 120/70/50) nur noch ein Verhältnis zwischen 1,4 und 2,8 ergibt.

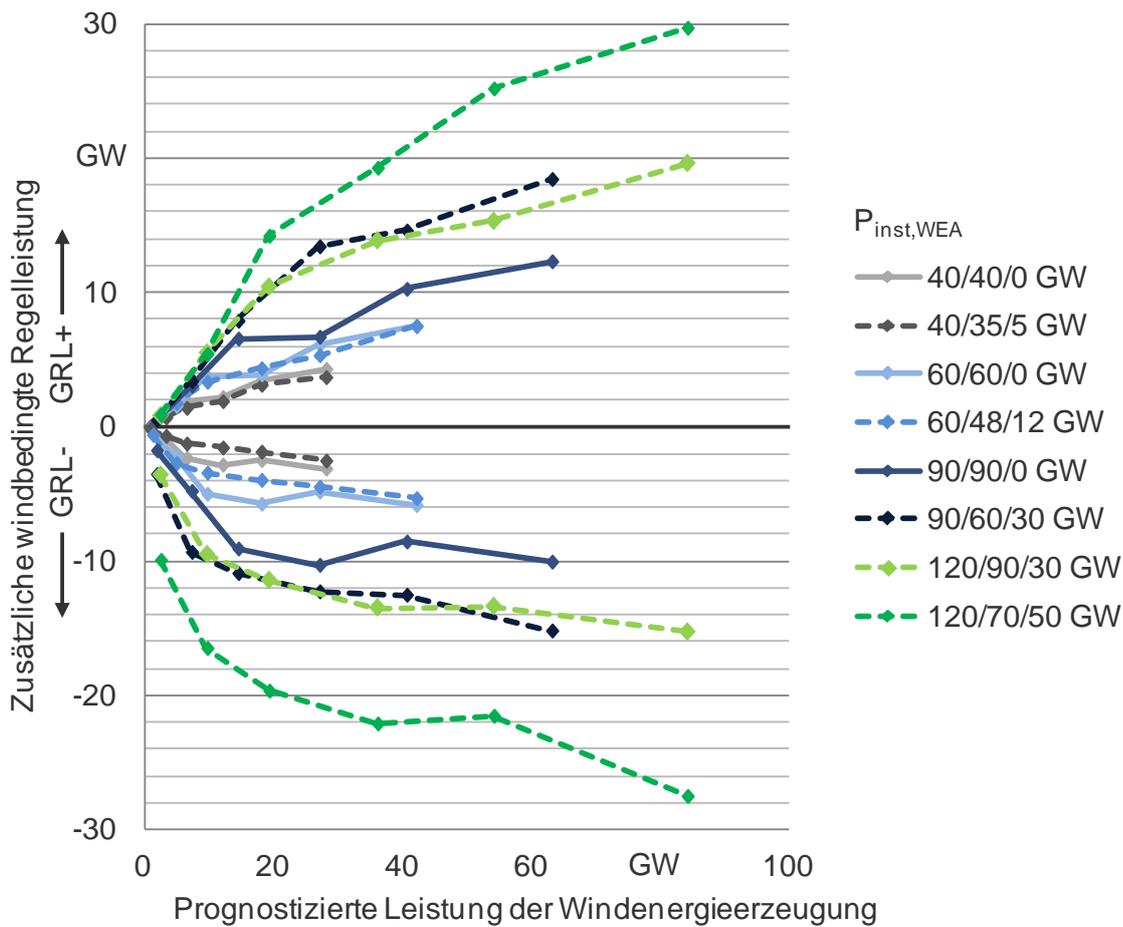


Abb. 65: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

Planungshorizont 2

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für den Planungshorizont 2 und den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten WEA-Leistung mit kombinierter Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie zeigt Abb. 66.

Sowohl die Bemessungsergebnisse für SRL+ als auch für SRL- sowie für MRL+ stimmen weitgehend mit den Bemessungsergebnissen des Planungshorizonts 1 überein. Auch für MRL- bestehen große Ähnlichkeiten.

Ebenso wie für Planungshorizont 1 stimmen die grundlegenden Zusammenhänge zwischen installierter und prognostizierter WEA-Leistung und Regelleistungsbedarf bei einer kombinierten Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie mit den bereits bei der Ergebnisanalyse in Abschnitt 4.2.1 (nur Onshore-Windenergie) identifizierten Zusammenhängen überein. Daher liegt

auch hier der Fokus der Ergebnisanalyse in diesem Abschnitt auf dem Vergleich der Bemessungsergebnisse für eine gleiche gesamte installierte Leistung jedoch eine unterschiedliche Aufteilung auf Onshore und Offshore. Dadurch können unterschiedliche Auswirkungen der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung auf den Regelleistungsbedarf identifiziert werden.

Auch die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 zeigen, dass bis zu einer insgesamt installierten Gesamt-WEA-Leistung von 60 GW die Berücksichtigung eines geringen Offshore-Anteils tendenziell zu einer Reduzierung des Regelleistungsbedarfs führt, bei einer darüber hinausgehenden installierten Gesamt-WEA-Leistung jedoch eine Steigerung des Regelleistungsbedarfs die Folge ist.

Hier ändert sich der über alle relativen WEA-Leistungsklassen gemittelte Regelleistungsbedarf jeweils im Szenario mit höherem Offshore-Anteil bei insgesamt installierter Leistung von 40 GW um -7 % (GRL+) bzw. -10 % (GRL-), von 60 GW um +1 %/-5 %, von 90 GW um +22 %/+32 % und von 120 GW um +23 %/+38 %. Die Gründe wurden bereits bei der Ergebnisinterpretation zu Planungshorizont 1 diskutiert.

Die Ergebnisse für Planungshorizont 2 bei kombinierter Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie zeigen jedoch auch Unterschiede zu einer alleinigen Betrachtung von Onshore-Windenergie (siehe Abb. 60) hinsichtlich des Bedarfs an GRL- in Abhängigkeit von der relativen prognostizierten WEA-Leistung. Es fällt auf, dass bei kombinierter Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie der erwartete systematische Zusammenhang einer mit zunehmender prognostizierter WEA-Leistung zunächst zu und bei weiterer Steigerung wieder abnehmenden Regelleistungsbedarf nicht zu beobachten ist. Vielmehr liegt insbesondere für hohe installierte WEA-Leistungen der Bedarf an GRL- bereits ab einer prognostizierten Leistung von nur 8 % auf einem hohen Niveau und ist weitgehend unabhängig von einer weiteren Steigerung der prognostizierten Einspeisung.

Abb. 67 zeigt wiederum den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung. Der im Vergleich zu Abb. 66 deutlich gleichmäßigere Verlauf der einzelnen Kurven ist auf die diskutierte in Planungshorizont 2 „zeitrichtig“ stattfindende Zuordnung von Prognosefehlern und Gradienten zu den einzelnen relativen Leistungsklassen zurückzuführen.

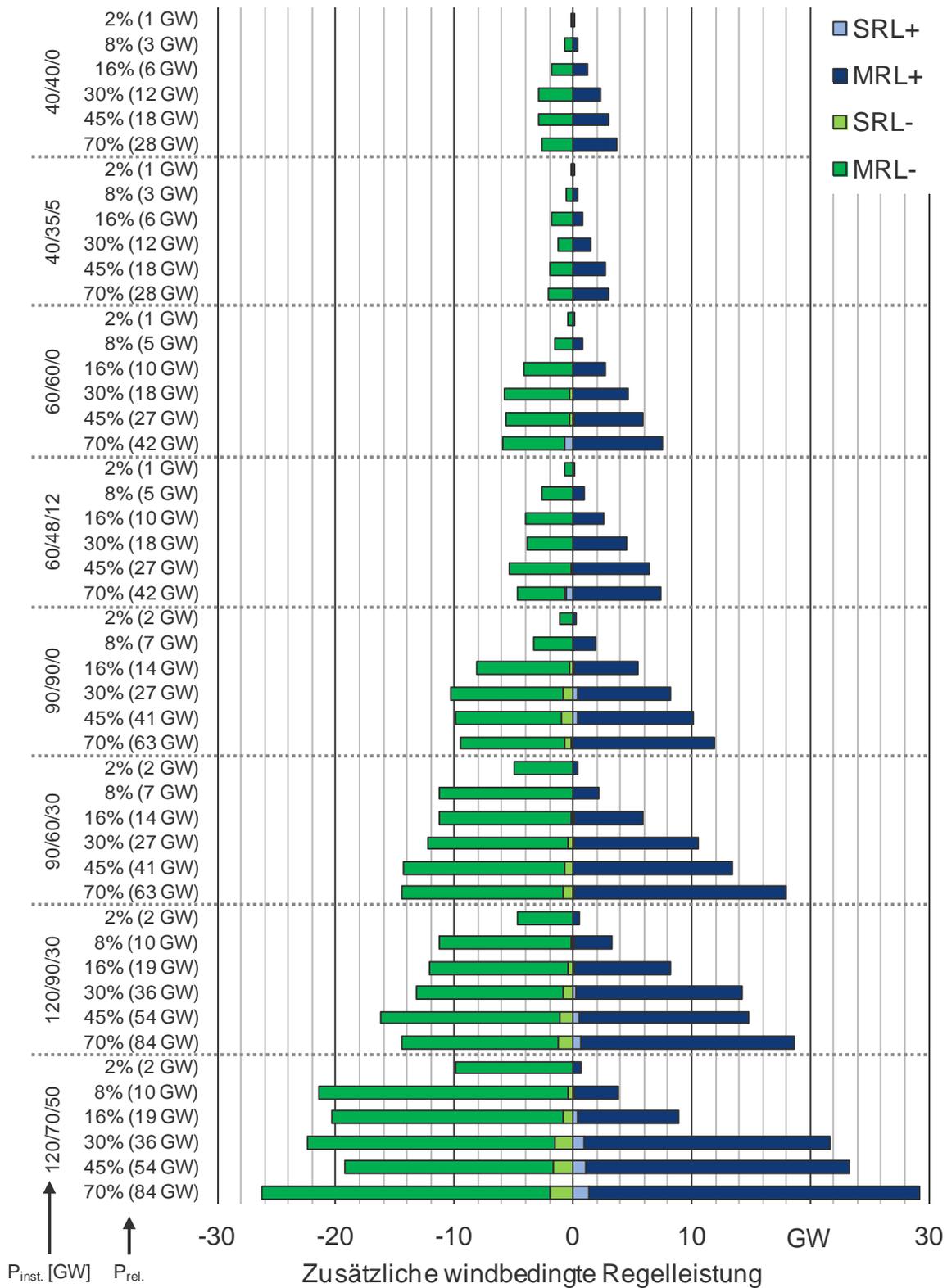


Abb. 66: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) für Planungshorizont 2

Deutlich zeigt sich auch hier, dass mit steigender installierter Gesamt-Leistung und zunehmendem Offshore-Anteil der zusätzliche windbedingte Regelleistungsbedarf deutlich zunimmt. Das Verhältnis von prognostizierter Einspeisung und zusätzlichem Bedarf an positiver Regelleistung (GRL+) beträgt für das Szenario 120/90/30 zwischen 2,4 und 4,5 während sich bei identischer gesamt installierter Leistung aber höherem Offshore-Anteil (Szenario 120/70/50) nur noch ein Verhältnis zwischen 1,7 und 2,9 ergibt.

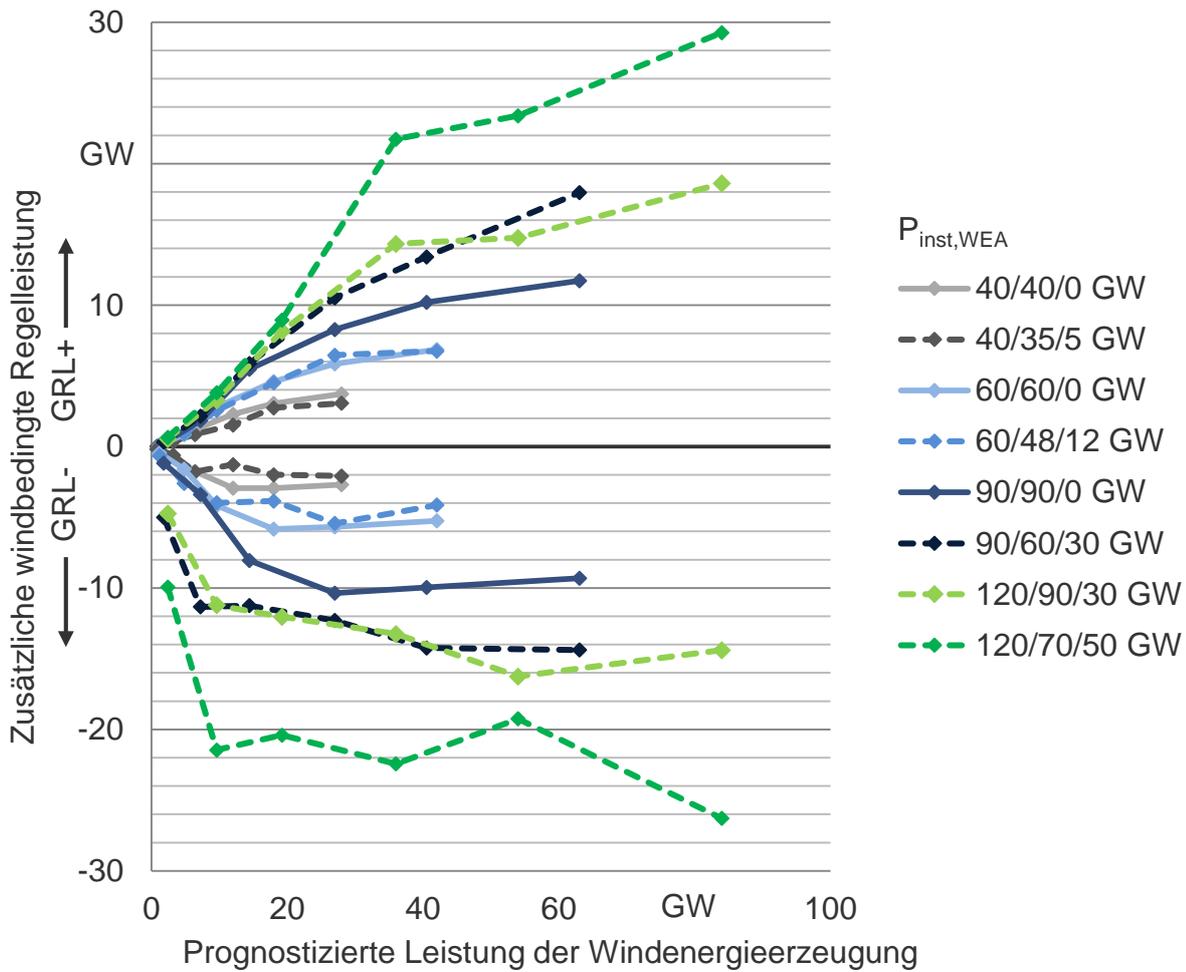


Abb. 67: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

4.2.2.2 Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik

Planungshorizont 1

Abb. 68 zeigt wiederum den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Leistung im Vergleich heutiger und zukünftiger Prognosegüte für den Planungshorizont 1. Deutlich zeigt sich auch hier der starke Rückgang der vorzuhaltenden zusätzlichen windbedingten GRL bei zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik.

Es tritt für den Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL+ im Vergleich zu heutiger Prognosegüte und Anlagentechnik im Mittel über alle installierten WEA-Leistungen und prognostizierten WEA-Einspeisungen eine Reduzierung um ca. 39 % und für den Bedarf an GRL- sogar um ca. 43 % auf.

Diese Reduktion ist jedoch abhängig vom Anteil der installierten Offshore-Leistung an der installierten Gesamt-WEA-Leistung. Für das Szenario 30/30/0 (keine Offshore-WEA) beträgt der Rückgang des Bedarfs an GRL+ 42 % und der Bedarf an GRL- 56 %. Im Szenario 60/48/12 (20 % der Leistung offshore installiert) beträgt die Reduktion nur noch 42 % bzw. 48 % und im Szenario 120/90/30 (25 % der Leistung offshore installiert) sowohl für GRL+ als auch GRL- nur noch 36 %.

Das Verhältnis zwischen prognostizierter WEA-Erzeugung und dem zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung für das Szenario 120/90/30 liegt im Bereich von 2,9 bis 5,2. Somit steigt auch bei einer hohen installierten WEA-Leistung und einem nennenswerten offshore installierten Leistungsanteil das Verhältnis der WEA-Erzeugung zur notwendigen Regelleistung durch die Verbesserung der Prognosegüte etwa um den Faktor 2.

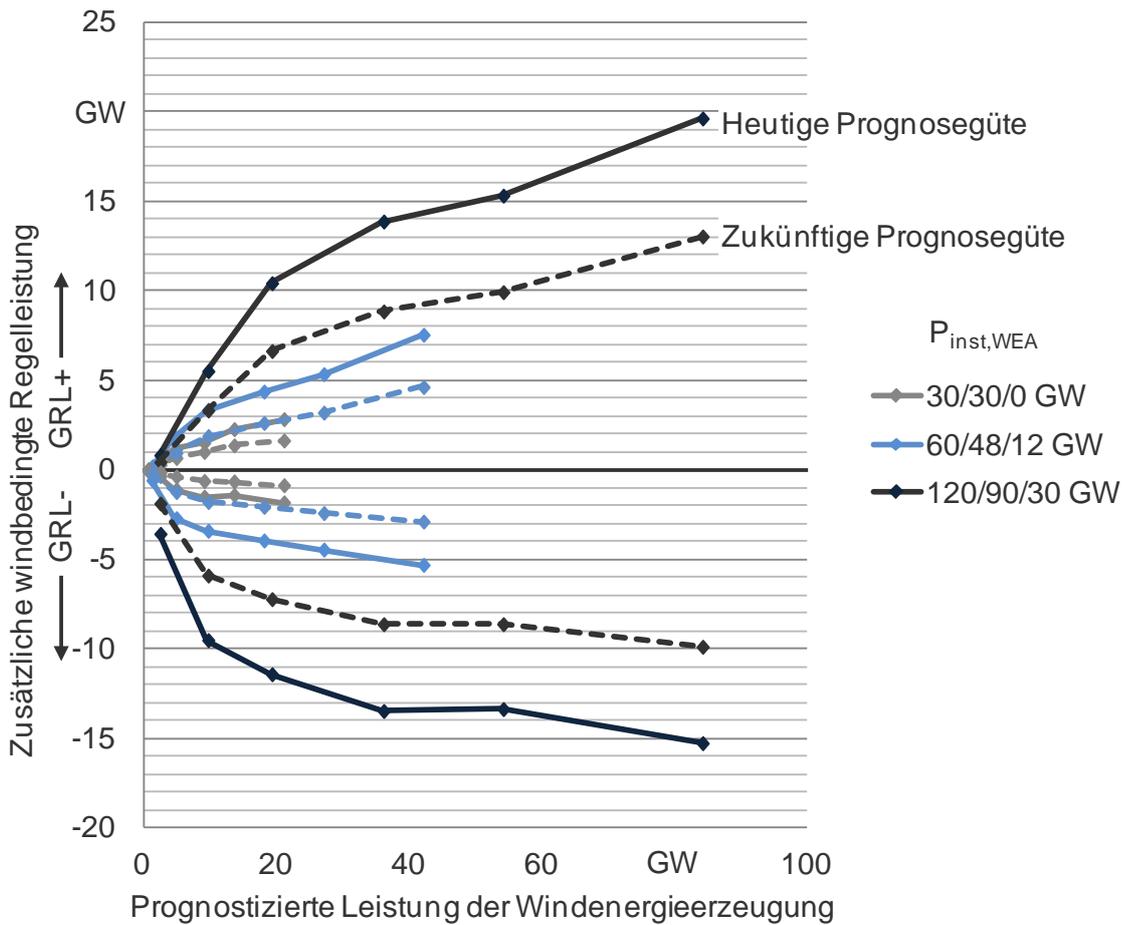


Abb. 68: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

Planungshorizont 2

Eine zu Abb. 68 analoge Darstellung für den Planungshorizont 2 zeigt Abb. 69. Die Auswirkungen der zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik in Planungshorizont 2 sind vergleichbar mit denen in Planungshorizont 1.

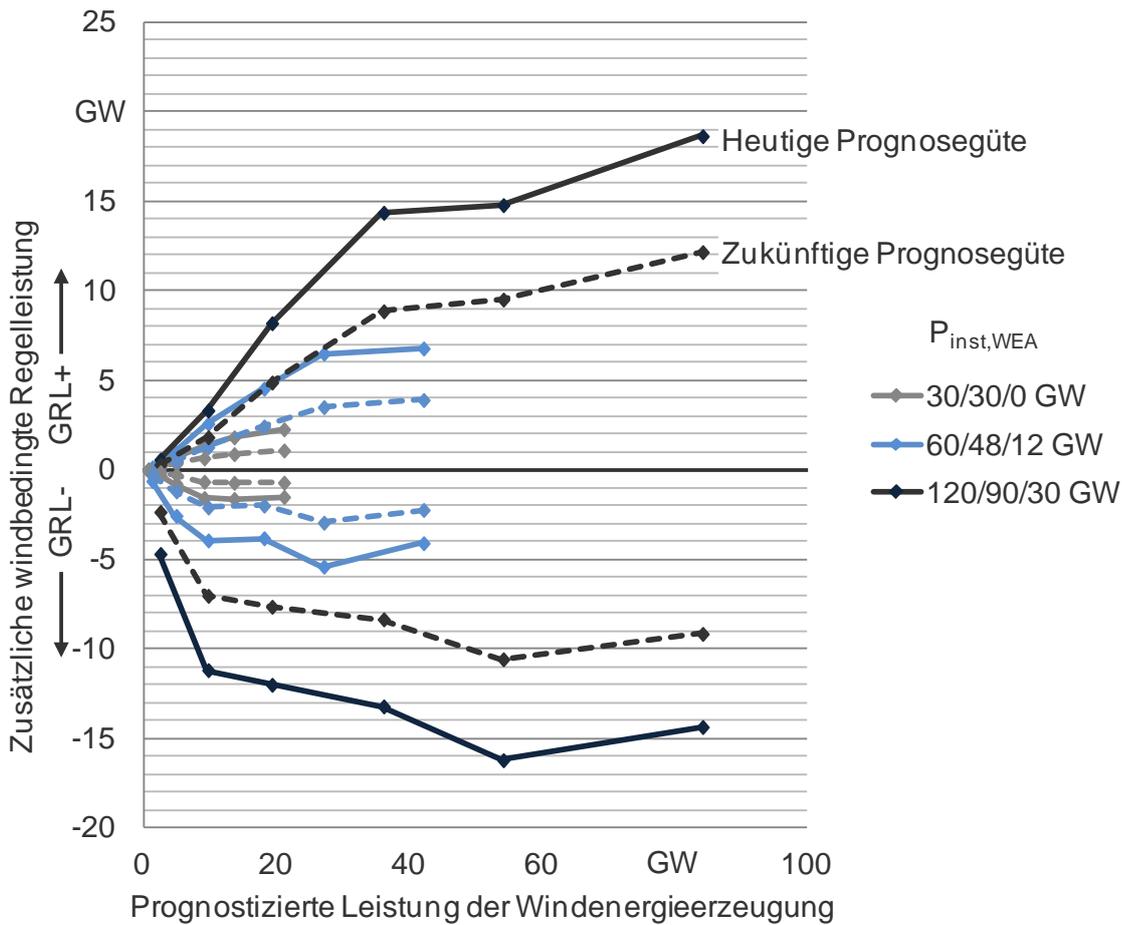


Abb. 69: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

4.2.3 Einfluss des Lastniveaus auf den Regelleistungsbedarf

Abb. 70 zeigt einen Vergleich der Bemessungsergebnisse für den Schwach- und Starklastfall. Die Ergebnisse zeigen für die Abhängigkeit des windbedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarfs von der installierten und prognostizierten WEA-Leistung sowohl quantitativ als auch qualitativ dieselben Effekte wie die Ergebnisse für den Schwachlastfall.

Der in Abb. 70 dargestellte zusätzliche windbedingte Regelleistungsbedarf zeigt durch die zu seiner Bestimmung notwendige Differenzbildung nach Gleichung 4.1 einen genau umgekehrten Zusammenhang zwischen Lastniveau und Regelleistungsbedarf: Der zusätzliche windbedingte Bedarf an MRL+ ist bei Starklast geringer als bei Schwachlast, der Bedarf an MRL- ist bei Starklast höher als bei Schwachlast. Diese lastabhängige Verschiebung zwischen MRL+ und MRL- ist über

den gesamten untersuchten Bereich installierter und prognostizierter WEA-Leistung zu beobachten¹⁸.

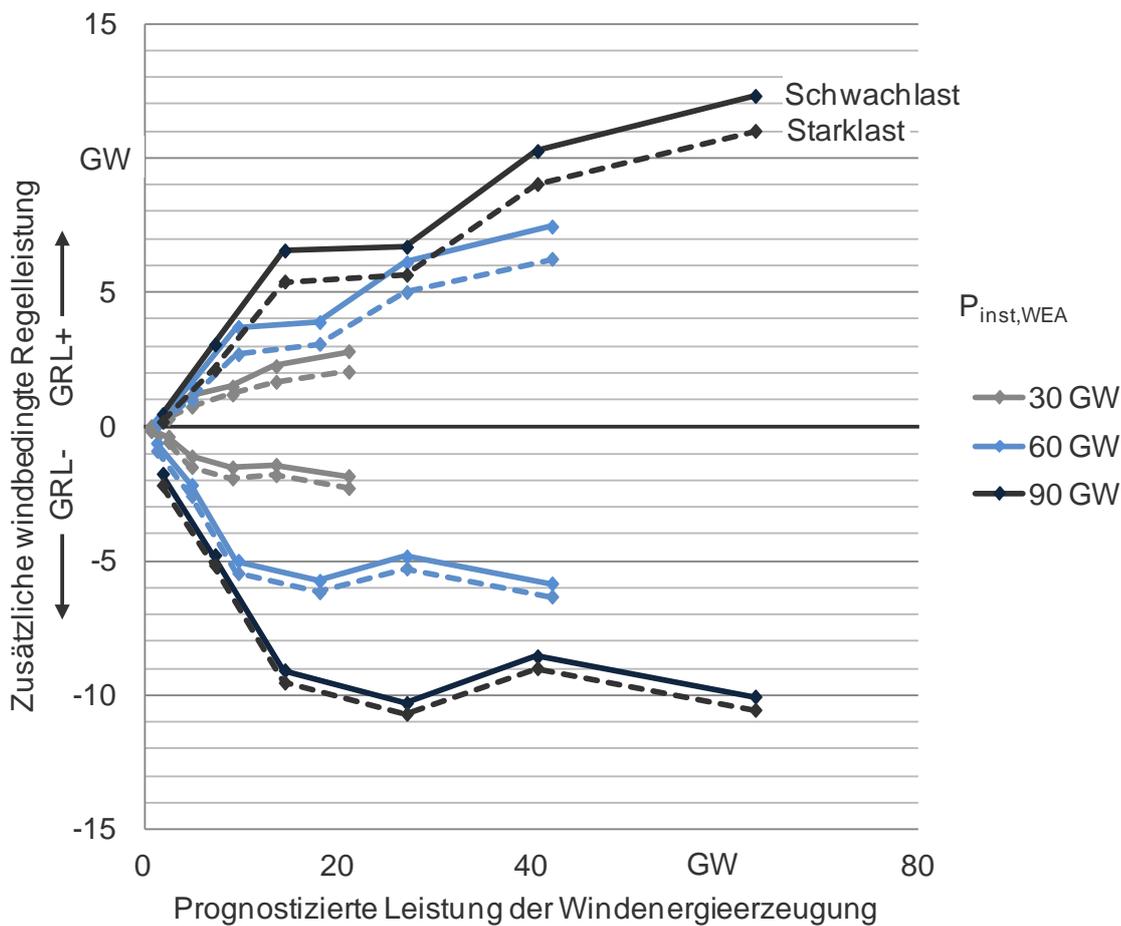


Abb. 70: Auswirkungen unterschiedlicher Lastniveaus auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für Planungshorizont 1

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Untersuchung der Lastabhängigkeit des Regelleistungsbedarfs vergleichsweise geringe Auswirkungen des Lastniveaus auf den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf zeigt. Dies gilt auch für die anderen Planungshorizonte und Szenarien mit Offshore-Windenergie und Photovoltaik. Daher wird der Einfluss des Lastniveaus für

¹⁸ Bei der Interpretation dieser u. a. auf die nach Lastniveau unterteilte Modellierung des Lastprognosefehlers zurückzuführenden Ergebnisunterschiede muss jedoch berücksichtigt werden, dass eben diese getrennte Modellierung des Lastprognosefehlers eine begrenzte statistische Datenbelastbarkeit aufweist und die Ergebnisse somit eine gewisse Unsicherheit enthalten.

die vorliegenden Untersuchungen nicht weiter betrachtet und nur der Schwachlastfall dargestellt.

Weiterhin sei hier erneut auf die bereits in Abschnitt 3.1.1 diskutierte Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Lastabhängigkeit des Lastprognosefehlers hingewiesen.

4.2.4 Veränderte regionale Verteilung der Windenergieanlagen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung zu den Auswirkungen einer gegenüber heute veränderten regionalen Verteilung der Onshore-WEA auf den Regelleistungsbedarf dargestellt und mit den Auswirkungen einer verbesserten Prognosegüte verglichen. Der methodische Hintergrund zur Erzeugung der veränderten Prognosefehlerverteilungen ist im Abschnitt 3.2.3 beschrieben.

Der Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten WEA-Einspeisung für den Planungshorizont 1 ist in Abb. 71 exemplarisch für die installierten WEA-Leistungen 30/30/0 GW und 120/90/30 GW dargestellt.

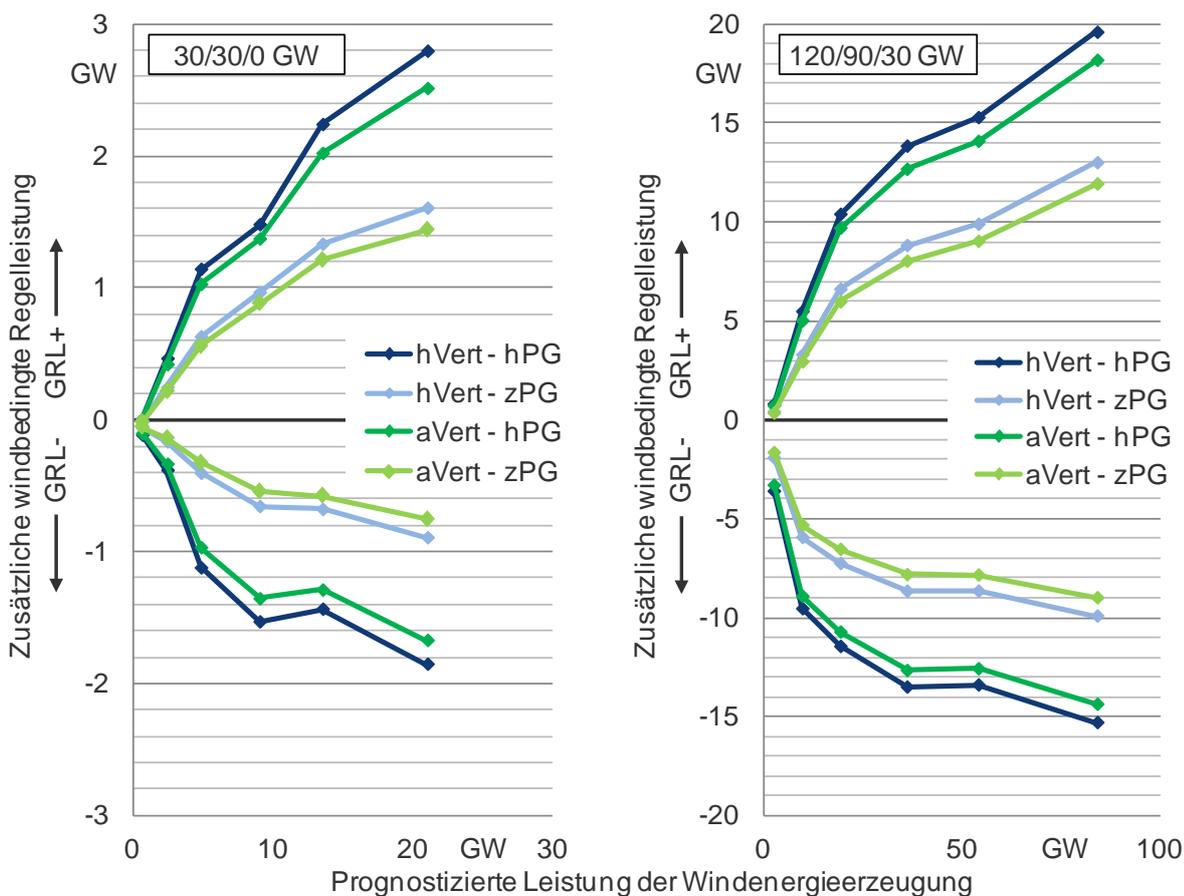


Abb. 71: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche regionale WEA-Verteilungen und Prognosegüten für Planungshorizont 1¹⁹

Dabei wird zusätzlich unterschieden zwischen heutiger regionaler WEA-Verteilung (hVert) und der hier alternativ untersuchten abweichenden Verteilung (aVert) sowie im Hinblick auf die Prognosegüten zwischen heutiger Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik (hPG) und zukünftiger verbesserter Prognosegüte mit neuer Anlagentechnik (zPG).

Beide Einflussgrößen führen zu einer Reduktion des Regelleistungsbedarfs. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass eine veränderte regionale Verteilung der WEA deutlich geringere Auswirkungen auf die Ergebnisse hat als die unterstellte zukünftig bessere Prognosegüte. Im Hinblick auf die veränderte regionale WEA-Verteilung ergibt sich diese Reduktion durch eine geografische Vergrö-

¹⁹ Abkürzungen: hVert = heutige Verteilung, aVert = abweichende Verteilung, hPG = heutige Prognose-Güte mit heutiger Anlagentechnik, zPG = zukünftige Prognosegüte mit zukünftiger Anlagentechnik

berung des Gebiets, in dem die betrachtete WEA-Leistung verteilt ist, was Ausgleichseffekte zwischen zeitgleichen Leistungsüberschüssen und -defiziten begünstigt. Die mittlere relative Reduktion der zusätzlichen windbedingten GRL+ über alle Klassen prognostizierter Leistung im Vergleich der zukünftigen zur heutigen Prognosegüte für das Szenario 30/30/0 GW beträgt ca. 42 %. Im selben Szenario zeigt sich bei abweichender regionaler Verteilung im Vergleich zur heutigen Verteilung jedoch nur eine Reduktion der zusätzlichen windbedingten GRL+ um ca. 9 %. Das für beide Effekte beobachtete Verhältnis von 4 bis 5 zeigt sich auch bei anderen installierten WEA-Leistungen und auch für die GRL-.

Die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 spiegeln die bisher diskutierten Effekte sowohl qualitativ als auch quantitativ wider, so dass hier auf eine entsprechende Ergebnisdarstellung verzichtet wird.

4.2.5 Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle

In diesem Abschnitt wird anhand einer Sensitivitätsanalyse dargestellt, wie sich der Bedarf an positiver HRL verändert, wenn durch den ÜNB (anders als heute üblich) Regelleistung zum vollständigen Ausgleich potenzieller Kraftwerksausfälle bis zur nächsten Day-Ahead-Fahrplananmeldung vorgehalten werden müsste. Die dazu notwendigen Annahmen und die Berechnungsmethodik sind detailliert in Abschnitt 3.2.4 dargestellt. Insbesondere zeigen die Vorüberlegungen, dass hier Kraftwerksausfälle im Mittel für eine Dauer von 21,5 Stunden durch den Einsatz von HRL ausgeglichen werden müssten. Die Ergebnisanalyse erfolgt zunächst für die Szenarien mit Onshore-Windenergie und anschließend für die Szenarien mit Onshore und Offshore-Windenergie. Die Vorhaltung von Stundenreserve für den vollständigen Ausgleich von Kraftwerksausfällen durch den ÜNB wurde ausschließlich für Planungshorizont 1 untersucht.

Die Ergebnisdarstellung erfolgt in diesem Abschnitt (im Unterschied zur sonstigen Ergebnisdarstellung) als zusätzlicher Regelleistungsbedarf infolge der Vorhaltung von Stundenreserve für Kraftwerksausfälle. Dieser zusätzliche Regelleistungsbedarf in Form von Stundenreserve verändert sich in Abhängigkeit von der installierten und insbesondere der prognostizierten WEA-Leistung.

Abb. 72 zeigt den zusätzlichen Bedarf an HRL+, der infolge des vollständigen Ausgleichs (bis zur nächsten Day-Ahead-Fahrplananmeldung) von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB resultiert, in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung für die betrachteten installierten Onshore-Wind-Leistungen.

Zunächst wird der Starklastfall betrachtet, da hier eine höhere Residuallast auftritt, folglich mehr konventionelle Kraftwerke zur Lastdeckung in Betrieb sind und somit potenzielle Kraftwerksausfälle tendenziell höhere Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf haben.

Abb. 72 zeigt, dass der durch den vollständigen Ausgleich von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB erwartungsgemäß mehr Regelleistung erforderlich ist. Mit steigender installierter und prognostizierter Windleistung resultiert eine Abnahme der zusätzlich vorzuhaltenden HRL+, da die windbedingten Einflüsse auf den Regelleistungsbedarf zunehmen. Die Kurven nähern sich hin zu höheren prognostizierten Leistungen immer mehr der Nulllinie an.

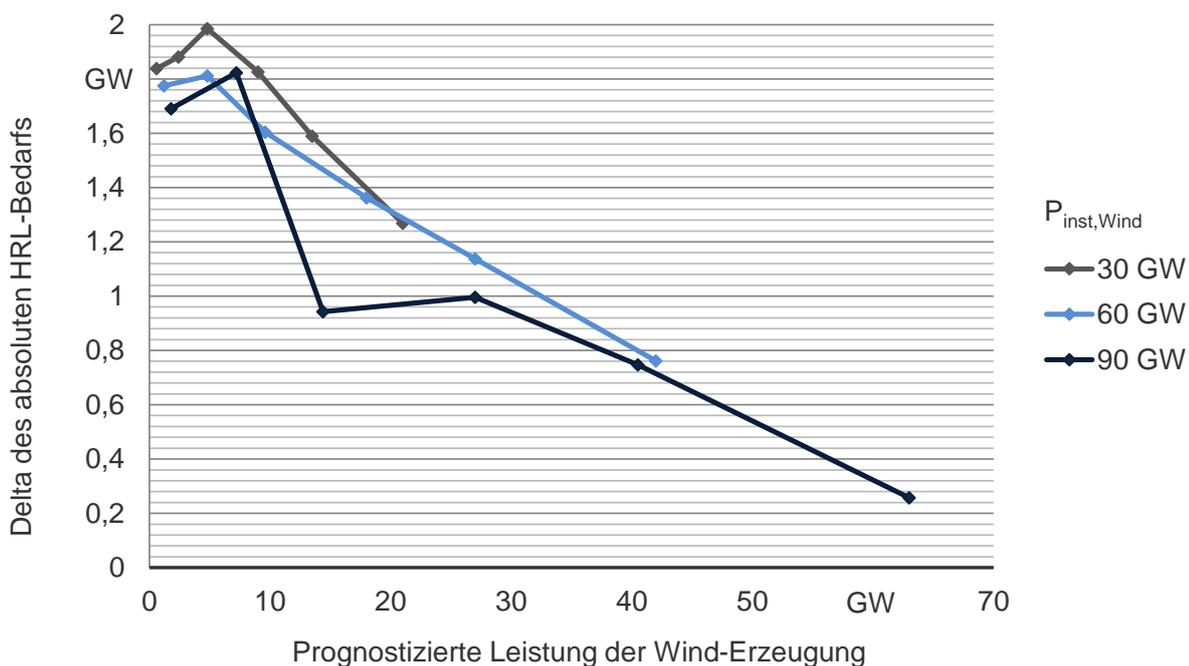


Abb. 72: Zusätzlicher Regelleistungsbedarf infolge des vollständigen Ausgleichs von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche onshore installierte WEA-Leistungen für den Starklastfall

Der Effekt einer zunehmenden Annäherung der Bemessungsergebnisse (d. h. einer abnehmenden Relevanz der Wirkungsdauer von Kraftwerksausfällen auf die Bemessungsergebnisse) mit zunehmender installierter WEA-Leistung und prognostizierter WEA-Einspeisung, zeigt sich noch deutlicher anhand der Ergebnisse für den Schwachlastfall (siehe Abb. 73). Aufgrund der hier grundsätzlich geringeren Residuallast und einer daher kleineren in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistung ist der Effekt hier noch deutlicher ausgeprägt. Die Bemessungsergebnisse für 90 GW installierte WEA-Leistung und die beiden höchsten Klassen prognostizierter Einspeisung sind hier identisch.

Bei einer kombinierten Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie lassen sich dieselben Erkenntnisse ableiten, die sich auch bei der ausschließlichen Betrachtung von Onshore-Windenergie zeigen. Aus diesem Grund wird hier auf entsprechende Ergebnisdarstellungen für eine zusätzliche Betrachtung der Offshore-Windenergie verzichtet.

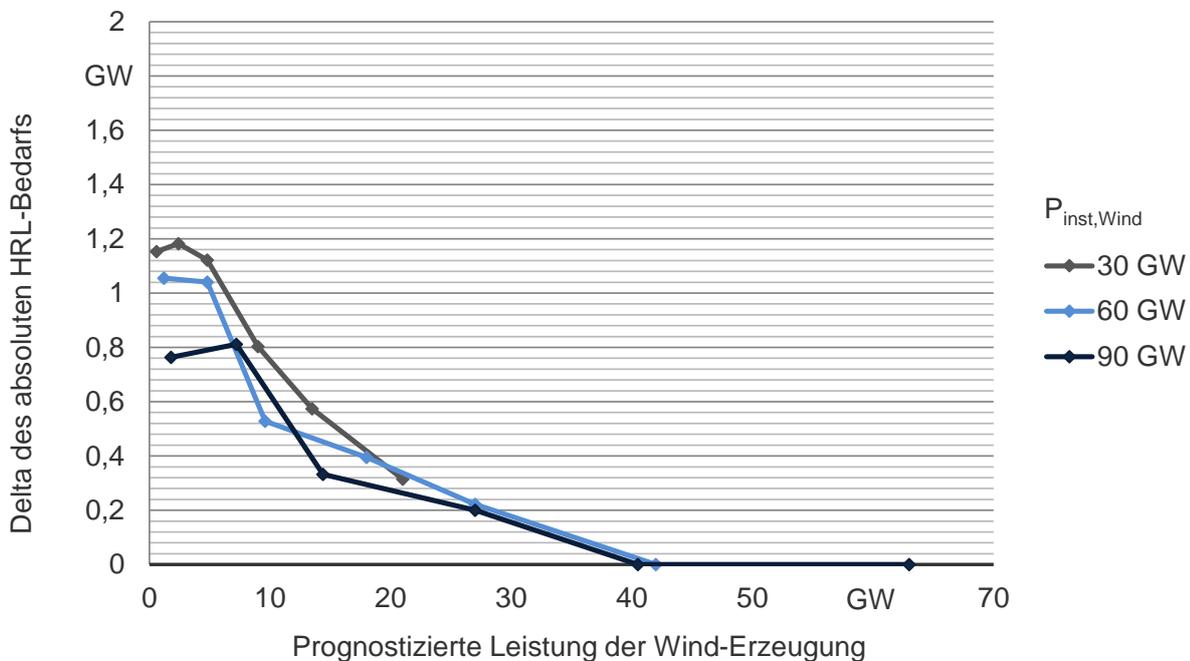


Abb. 73: Zusätzlicher Regelleistungsbedarf infolge des vollständigen Ausgleichs von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche onshore installierte WEA-Leistungen für den Schwachlastfall

4.2.6 Charakteristik des windbedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarfs

Für die Auswirkungen des Windprognosefehlers auf den Regelleistungsbedarf ist es neben der bisher erfolgten detaillierten Analyse der einzelnen Bemessungsergebnisse zudem interessant, die Ergebnisse auf übergeordnete Effekte und grundlegende Zusammenhänge zu untersuchen. Zwei derartige Effekte werden im Folgenden anhand von Abb. 74 erläutert. Die Basis für diese Darstellung ist der Verlauf der zusätzlichen windbedingten Regelleistung über der prognostizierten WEA-Einspeisung, der sich im Planungshorizont 2 für die Onshore-Windenergie ergibt.

Die rot gepunktete Kurve resultiert aus einer Verbindung des für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen in der Klasse mit der höchsten prognostizierten Einspeisung resultierenden Bedarfs an GRL+. Untersucht man den Kurvenverlauf über der prognostizierten WEA-Einspeisung fällt auf, dass die Kurve zwischen den einzelnen Datenpunkten für kleine installierte Leistungen

eine zunehmende Steigung aufweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit zunehmender installierter WEA-Leistung die windbedingten Einflüsse auf den Regelleistungsbedarf an Bedeutung gewinnen – der Regelleistungsbedarf wird in zunehmendem Umfang durch die WEA-Einspeisung verursacht. Diese Zunahme des Windeinflusses auf den Regelleistungsbedarf setzt sich jedoch nicht kontinuierlich fort. Für große installierte WEA-Leistungen nimmt die Steigung der Geradenabschnitte nur noch unwesentlich zu.

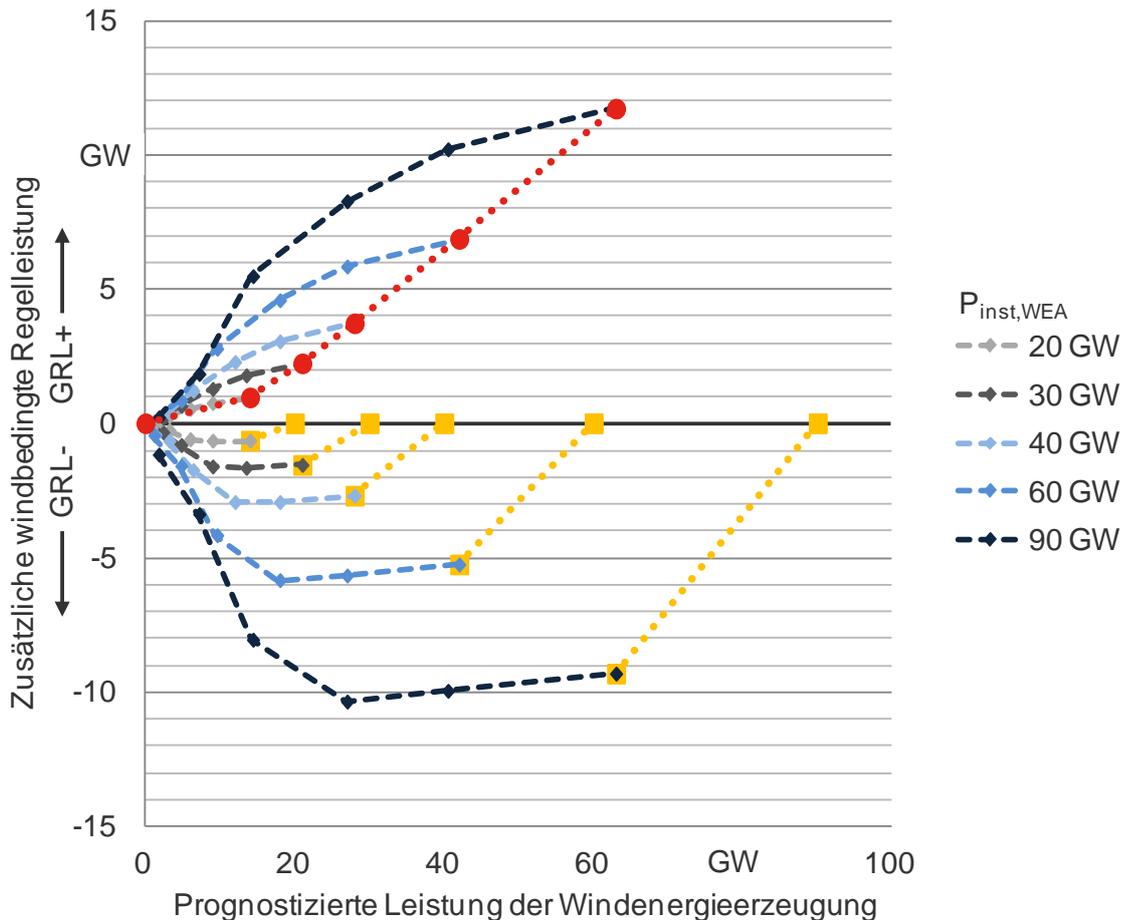


Abb. 74: Verlaufs der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten Windenergieerzeugung für Onshore-Windenergie und den Planungshorizont 2

Dies ist damit zu erklären, dass zwar erhebliche Ausgleichseffekte zwischen den Prognosefehlern von Last und Windenergie sowie den Bilanzabweichungen durch Kraftwerksausfälle bei kleinen installierten WEA-Leistungen bestehen. Mit zunehmender installierter WEA-Leistung wird jedoch der Regelleistungsbedarf bereits sehr weitgehend durch windbedingte Einflüsse dimensioniert. Eine weitere Zunahme der installierten WEA-Leistung und damit der windbedingten Einflüsse führt dann zu einer näherungsweise proportionalen Veränderung des Regelleistungsbedarfs. Die

sonstigen, z. B. lastbedingten Einflüsse, haben in dem Fall nur noch geringe Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf.

Eine weitere Auswertung erlaubt die Fortführung der Kurvenverläufe für die zusätzliche windbedingte GRL- über die Klasse mit der höchsten betrachteten prognostizierten Einspeisung hinaus (orange gepunktete Kurvenabschnitte). Diese resultieren aus der Überlegung, dass spätestens, bei (der nur theoretisch denkbaren) WEA-Einspeisung in Höhe der gesamten installierten Leistung der windbedingte Bedarf an GRL- null ist. In diesem Fall ist eine Unterschätzung der WEA-Einspeisung, d. h. eine daraus folgende Überspeisung, nicht möglich. Die orangenen Kurvenverläufe schneiden die x-Achse daher genau bei der jeweiligen installierten Leistung.

4.2.7 Situationsabhängige Regelleistungsbemessung

Im Folgenden werden nur die Ergebnisse für Planungshorizont 1 dargestellt, da die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 im Vergleich hierzu keine zusätzlichen Erkenntnisse liefern.

In diesem Abschnitt wird dargestellt, welche Bedeutung die hier durchgeführte Regelleistungsbemessung in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung, d. h. eine situationsabhängige Regelleistungsbemessung, hat. Dazu wird ein Vergleich mit den Ergebnissen von nicht-situationsabhängigen Regelleistungsbemessungen dargestellt, d. h. bei denen nicht nach prognostizierter WEA-Einspeisung differenziert wird. Für diese werden also immer die unbedingte Prognosefehler- und Gradientenverteilung berücksichtigt.

Die Untersuchung erfolgt exemplarisch nur für Onshore-Windenergie für die heutige regionale Verteilung von WEA-Anlagen sowie heutige Prognosegüte und Anlagentechnik.

Abb. 75 zeigt den Vergleich der Bemessungsergebnisse für die zusätzlichen windbedingte Regelleistung für die situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Regelleistungsbemessungen für den Planungshorizont 1²⁰.

Es ist zu erkennen, dass eine Regelleistungsbemessung auf Basis unbedingter Einflussgrößen eine Regelleistungsvorhaltung ausweist, die zwischen dem Regelleistungsbedarf für die Klassen mit der kleinsten und größten prognostizierten WEA-Leistung liegt. Die heutige, nicht-situationsabhängige Regelleistungsbemessung führt also dazu, dass in Situationen mit einem geringen Regel-

²⁰ Die Bemessungsergebnisse mit unbedingten Einflussgrößen sind dabei durch „---“ in der y-Achsenbeschriftung gekennzeichnet.

leistungsbedarf (kleinste relative Einspeiseklasse) tendenziell zu viel, und in Situationen mit einem hohen Regelleistungsbedarf (mittlere bis größte relative Einspeiseklasse) tendenziell zu wenig Regelleistung vorgehalten wird.

Die Höhe der Abweichungen von nicht-situationsabhängigen (unbedingten) und situationsabhängigen (bedingten) Bemessungsergebnissen ist dabei deutlich abhängig von der installierten WEA-Leistung. So werden bei nicht-situationsabhängiger Regelleistungsbemessung für 30 GW installierte Leistung maximal ca. 1.600 MW zu viel und 1.200 MW zu wenig GRL+ sowie 930 MW zu viel und 810 MW zu wenig GRL- vorgehalten. Bei 90 GW installierter WEA-Leistung vergrößert sich die Differenz jedoch auf ca. 8.200 MW zu viel und 3.700 MW zu wenig GRL+ bzw. 6.750 MW zu viel und 1.800 MW zu wenig GRL-.

Diese exemplarischen Auswertungen zeigen, dass mit zunehmender installierter WEA-Leistung die Abweichungen zwischen einer nicht-situationsabhängigen Regelleistungsbemessung bestimmten Regelleistungsvorhaltung und dem tatsächlichen maximalen und minimalen Regelleistungsbedarf einer situationsabhängigen Regelleistungsbemessung größer werden.

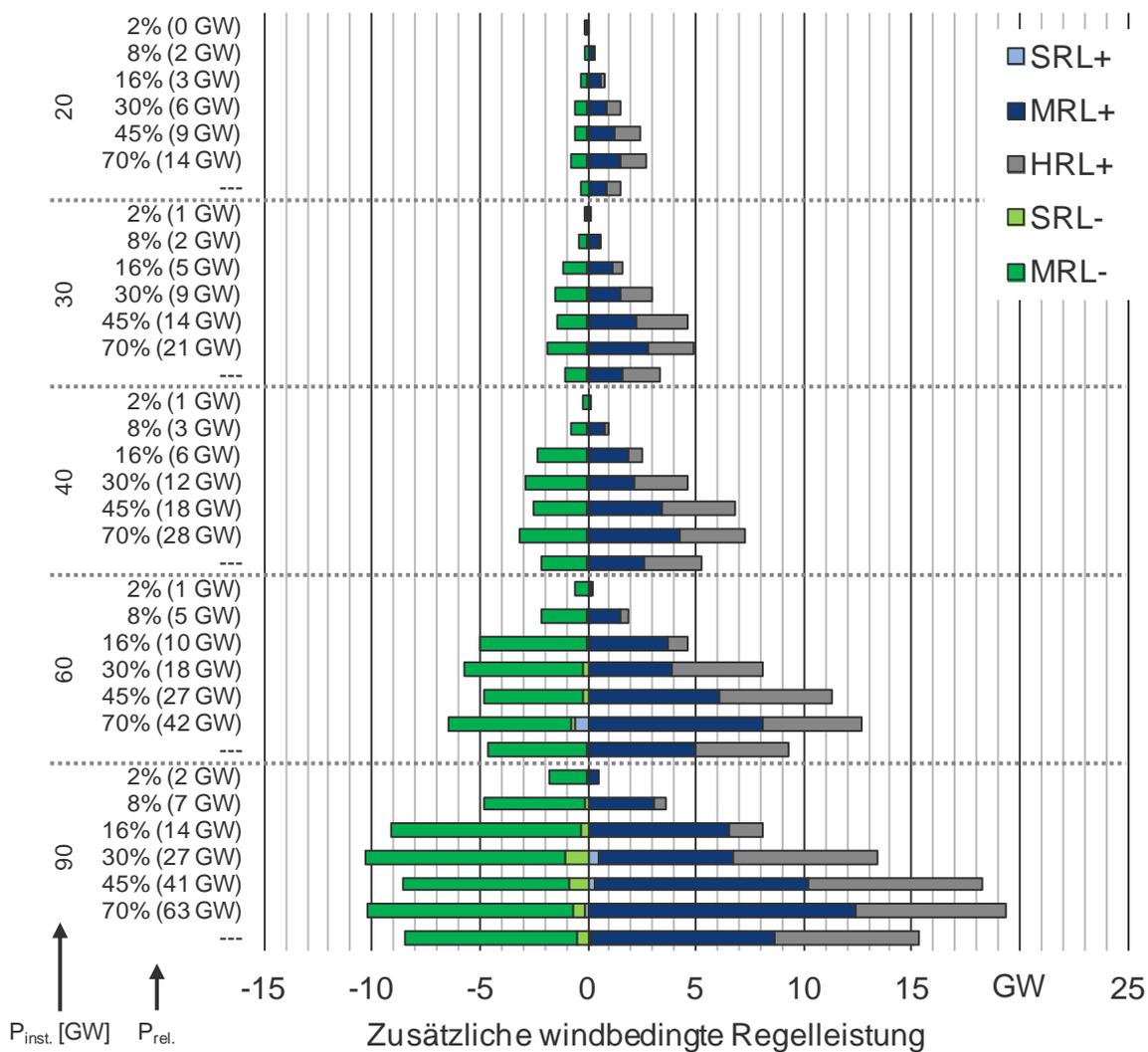


Abb. 75: Zusätzliche windbedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und der prognostizierten WEA-Einspeisung für situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung für den Planungshorizont 1 für den Schwachlastfall

Um diese Aussage quantitative zu verstärken, wird beispielhaft für das 60 GW Onshore-Wind-Szenario (heutiges Prognoseniveau, Schwachlast, Planungshorizont 1) eine Berechnung zur Bewertung der situationsabhängigen Bemessung der Regelleistung durchgeführt. Anhand der Häufigkeitsverteilung der Einspeiseklassen der Day-Ahead-Prognose wird abgeschätzt, wie hoch der kummulierte Regelleistungsbedarf wäre, wenn die Höhe der ausgeschriebenen Regelleistung mit der prognostizierten Einspeisung dimensioniert würde. Hierzu werden die Bemessungsergebnisse für die in dieser Studie betrachteten Einspeiseklassen herangezogen. Für die Ermittlung der Häufigkeiten in den Einspeiseklassen, die in dieser Studie nicht betrachtet werden, wird die Interpolation unter Berücksichtigung der bestehenden Einspeiseklassen verwendet. In Tab. 7 sind die

Einspeiseklassen mit deren zugehörigen Häufigkeiten aufgetragen, wobei die fett markierten Klassen aus den in der Studie berechneten Bemessungsergebnissen und die übrigen Klassen durch Interpolation ermittelt werden.

Tab. 7: Häufigkeiten der betrachteten und interpolierten Einspeiseklassen

Einspeisung [%]	0-3	3-6,5	6,5-9,5	9,5-14	14-18	18-26	26-34	34-38	38-54	54-60	>60 %
Häufigkeit [%]	9,74	16,45	12,02	14,44	9,61	14,09	8,84	2,62	7,78	1,43	2,97

Mit Hilfe der ermittelten Häufigkeiten je Einspeiseklasse konnte der kumulierte Regelleistungsbedarf für die situationsabhängige Bemessung bestimmt werden. Dieses Ergebnis wird mit dem kumulierten Regelleistungsbedarf bei nicht-situationsabhängigen Bemessung (d. h. für jeden Zeitpunkt wird analog zum heutigen Verfahren gleich viel Regelenergie ausgeschrieben) verglichen (siehe Abb. 76). Die situationsabhängige Bemessung führt zu einer Reduktion des kumulierten Regelleistungsbedarfs von 42 % bei positiver und 22 % bei negativer Regelleistung im Jahresverlauf. Diese Einsparung ist insbesondere auf die Phasen mit weniger als 14 % Einspeisung zurückzuführen, die relativ sicher vorherzusagen, aber sehr häufig vorkommen und somit für die Leistungsvorhaltung über ein Jahr von großer Bedeutung sind.

Die Auswirkungen dieser Abweichungen von situationsabhängiger und nicht-situationsabhängiger Bemessung sind in Bezug auf die Systemsicherheit (technischer Aspekt) und die Kosten der Regelleistungsbereitstellung (ökonomischer Aspekt) zu diskutieren.

So führt die Vorhaltung von zu viel Regelleistung in Situationen mit einem geringen Regelleistungsbedarf tendenziell zu unnötig hohen Kosten für die Systemdienstleistung „Bilanzausgleich“ (Frequenzhaltung). Wegen der im Zeitverlauf unterschiedlichen Regelenergiepreise kann jedoch keine pauschale Aussage über die entsprechende Kostenwirkung getroffen werden.

Die Vorhaltung von zu wenig Regelleistung in Situationen bei einem hohen Regelleistungsbedarf kann hingegen je nach Umfang der Abweichungen und vorhandener Alternativen zur vorgehaltenen Regelleistung (z. B. Abruf abschaltbarer Lasten, Aktivierung von Notmaßnahmen oder Unterstützung durch ausländische ÜNB) eine Gefahr für die Systemsicherheit darstellen.

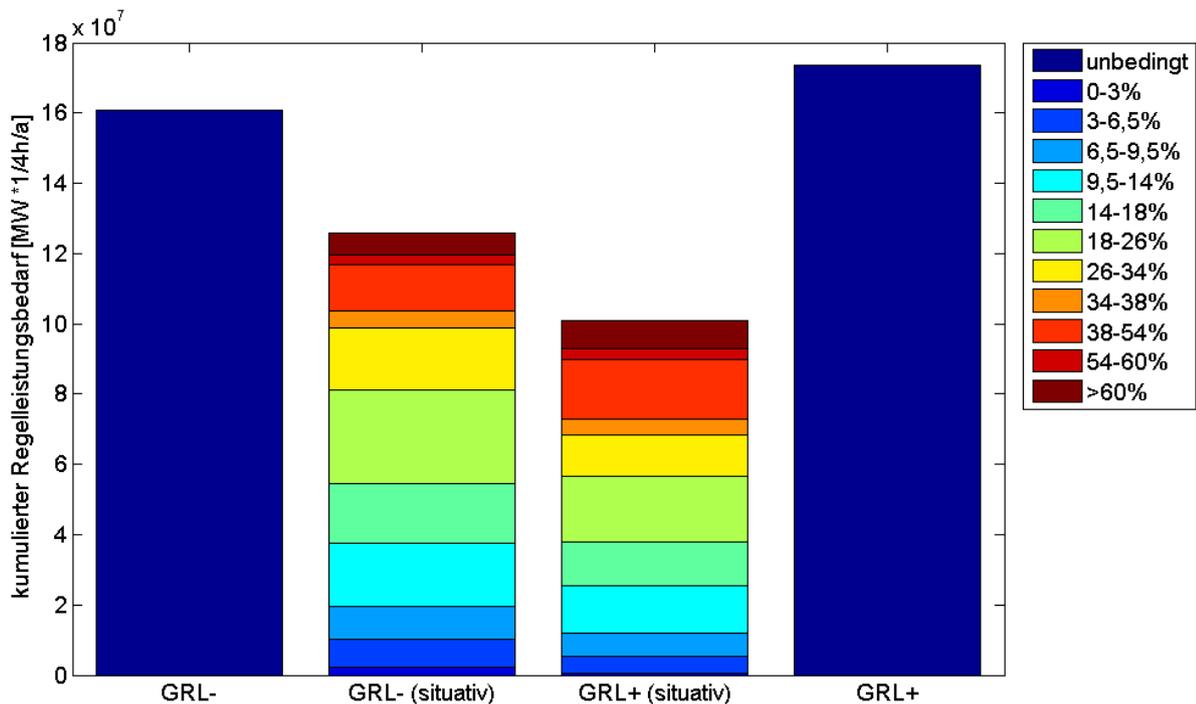


Abb. 76: Vergleich des Regelleistungsbedarfs bei situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung

Die exemplarisch ermittelten Zahlenwerte (Abb. 76) verdeutlichen dabei, dass bei der heute installierten WEA-Leistung, die auftretenden Abweichungen zwischen Vorhaltung und Bedarf der Regelleistung möglicherweise noch ausgeglichen werden können. Für die zukünftig erwarteten hohen installierten WEA-Leistungen erscheint dieser Ausgleich jedoch zunehmend unrealistisch²¹.

Weiterhin besteht bei Fortsetzung der bisherigen nicht-situationsabhängigen Regelleistungsbemessung mit ansteigender installierter WEA-Leistung das Problem, dass beispielsweise in Starklast-Schwachwind-Situationen die konventionellen Kraftwerke den tendenziell für Starkwindsitu-

²¹ Auch wenn der Regelleistungsbedarf in beiden Varianten mit der gleichen Defizitwahrscheinlichkeit ermittelt wurde, so bestehen doch Unterschiede für die Versorgungssicherheit in realen Systemen. Kleine Defizite bei der verfügbaren Regelleistung können einfacher mit den vorhandenen Alternativen (z. B. Aktivierung von Notmaßnahmen oder Abruf abschaltbarer Lasten sowie gegenseitige Unterstützung durch ausländische ÜNB) ausgeglichen werden. Je größer die Abweichungen sind, desto unwahrscheinlicher ist dies. Daher stellen große Defizite der verfügbaren Regelleistung, wie sie bei nicht-situationsabhängiger Bemessung und großen prognostizierten EE-Leistungen auftreten, insgesamt eine größere Gefahr für die Systemsicherheit dar.

ationen bemessenen, hohen Regelleistungsbedarf (der in dieser Situation tatsächlich viel niedriger wäre) nicht decken können, ohne eine (ggf. virtuelle) Knappheit am Strommarkt zu erzeugen. Ebenso kann eine überhöhte Regelleistungsdimensionierung in Schwachlast-Schwachwind-Situationen (d.h. Situationen mit geringer Residuallast, aber gleichzeitig auch geringem tatsächlichen Regelleistungsbedarf) zu unerwünschter konventioneller Mindesterzeugungen führen. Durch eine situationsabhängige, d. h. stärker am tatsächlichen Bedarf orientierte, Regelleistungsbemessung kann dieser Entwicklung begegnet werden.

Der Übergang zu einer verstärkten Berücksichtigung der situationsabhängigen Anforderungen an den Regelleistungsbedarf bei der Regelleistungsbemessung ist vor diesem Hintergrund zu erwägen. Er wird dabei mit zunehmendem EE-Ausbau sinnvoller, ist jedoch letztlich eine Entscheidung, die im Gesamtkontext der diskutierten wirtschaftlichen und systemsicherheitsbezogenen Aspekte zu treffen ist. Darüber hinaus ist es notwendig, mögliche Auswirkungen der Umstellung auf die Vermarktungsprozesse der Regelleistungsanbieter zu berücksichtigen. Es ist zu prüfen, ob hierdurch gegebenenfalls Hemmnisse entstehen, welche sich auf die am Regelleistungsmarkt verfügbaren Regelleistungskapazitäten auswirken könnten.

4.2.8 Kapazitätsbedarf und Intraday-Ausgleich von Prognosefehlern

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Detailergebnisse der Regelleistungsbemessungen zeigen einen im Vergleich zu heute z. T. deutlich höheren Bedarf an positiver Regelleistung. Dennoch ist für den zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung keine zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung (z. B. zusätzliche installierte Leistung aus konventionellen Kraftwerken) erforderlich, wenn die Regelleistung mit situationsabhängiger Bemessung beschafft wird. Zudem muss Regelleistung in der Praxis nur für den Ausgleich von Intraday-Prognosefehlern vorgehalten werden, auch wenn sie bereits Day-Ahead dimensioniert und beschafft wird²². Dies soll im Folgenden kurz erläutert werden²³.

Der zusätzliche windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung steigt mit der prognostizierten und installierten WEA-Leistung. Dabei übersteigt die prognostizierte WEA-Leistung die vorzuhalt-

²² Dieses Ergebnis gilt grundsätzlich auch für den zusätzlichen PV-bedingten Bedarf an positiver Regelleistung

²³ Für negative Regelleistung siehe Abschnitt 4.5.

tende Regelleistung in allen betrachteten Szenarien und Planungshorizonten um ein Mehrfaches²⁴. Daher sind Situationen mit großem windbedingtem zusätzlichem Regelleistungsbedarf, d. h. Situationen mit großer prognostizierter Windleistung, grundsätzlich freie Kraftwerkskapazitäten vorhanden. Dies gilt auch für den Planungshorizont „Day-Ahead“, der bewusst als worst-case-Abschätzung ausgelegt wurde, um zu prüfen, ob zusätzliche gesicherte Kraftwerksleistung für den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf vorzuhaltend ist (siehe Anhang A).

Weiterhin ist ein großer Teil der Bilanzabweichungen durch WEA-Prognosefehler, die den Bedarf an zusätzlicher windbedingter positiver Regelleistung verursachen, mittelfristig absehbar. Werden wie in Planungshorizont 1 nach der Day-Ahead-Prognose noch Intraday-Prognosen genutzt, um die mittelfristig absehbaren EE-bedingten Bilanzabweichungen auszugleichen, dann ist nur noch der aus den wesentlich genaueren Intraday-Prognosen resultierende Anteil des Regelleistungsbedarfs durch den Einsatz von positiver MRL und SRL auszugleichen.

Der durch die Nutzung von Intraday-Prognosen mittelfristig absehbare Teil der WEA-Prognosefehler, der hier als Bedarf an positiver HRL ermittelt wurde, kann am Intraday-Markt ausgeglichen werden. Voraussetzung hierfür ist, dass der Intraday-Markt ausreichend liquide ist.

Da die prognostizierte WEA-Leistung die vorzuhaltende Regelleistung um ein Mehrfaches übersteigt, ist hierfür grundsätzlich ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung vorhanden. Entscheidend für die kurzfristige Verfügbarkeit und damit die Liquidität des Intraday-Marktes ist, dass ausreichend Kraftwerksleistung mit einer Aktivierungszeit von 2 Stunden verfügbar ist bzw. in diesen Situationen in Teillast betrieben werden kann. Auch dies ist grundsätzlich gegeben, insb. da neben den Gasturbinen- und GUD-Kraftwerken sowie Motorkraftwerken wie BHKWs auch moderne Kohlekraftwerke im Heißstart innerhalb von zwei Stunden angefahren werden können. Zudem können grundsätzlich alle konventionellen Kraftwerke auch in Teillast betrieben werden.

Die Analyse ob strukturelle Hemmnisse zu erwarten sind, die - die Beschaffung der positiven HRL am Intraday-Markt aus diesen Kraftwerkskapazitäten und somit - eine ausreichende Marktliquidität verhindern könnten, ist nicht Aufgabe der hier durchgeführten Untersuchung.

²⁴ Bei der PV liegen die Faktoren zwischen 1 und etwa 3,3. Dabei ist jedoch zu beachten, dass bei PV sehr breite Einspeiseklassen nötig waren, um aufgrund der vergleichsweise kleinen Datenlage eine ausreichende Anzahl von Ereignissen für die Reservebemessung verfügbar zu haben. Als Konsequenz können sich die im Vergleich zur Windenergie niedrigeren Werte als Artefakt ergeben.

4.2.9 Einfluss des Beschaffungszeitpunktes auf den Regelleistungsbedarf

Aus dem Vergleich des Bedarfs an SRL und MRL von Planungshorizont 1 und 2 ist zu erkennen, dass die notwendige Regelleistungsvorhaltung einen sehr ähnlichen Umfang aufweist. Durch den Übergang von Planungshorizont 1 auf Planungshorizont 2 kann der windbedingte zusätzliche Regelleistungsbedarf (SRL und MRL) nur geringfügig verringert werden. Dies zeigt der Vergleich ausgewählter Szenarien zwischen Planungshorizont 1 und 2 für Onshore- und Offshore-Windenergie in Abb. 77. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass eine Verkürzung der Ausschreibungsvorlaufzeit von Day-Ahead auf wenige Stunden für eine Minimierung der vorzuhaltenden SRL und MRL nicht notwendig ist, wenn neben der Day-Ahead-Prognose - wie es heute bereits üblich ist - auch Intraday-Prognosen bei der Ausschreibung berücksichtigt und die damit mittelfristig absehbaren Prognosefehler durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Eine Verschiebung des Ausschreibungszeitpunktes in den Zeitbereich wenige Stunden vor dem Erfüllungszeitpunkt erscheint uns aufgrund des geringen möglichen Vorteils und der damit verbundenen Herausforderungen fraglich. Diese betreffen zum Beispiel die geringere Planbarkeit für die am Regelenenergiemarkt anbietenden Marktteilnehmer aufgrund der geringen Vorlaufzeit und einer hohen Volatilität des ausgeschriebenen Regelleistungsbedarfs, jedoch auch die praktische Umsetzbarkeit.

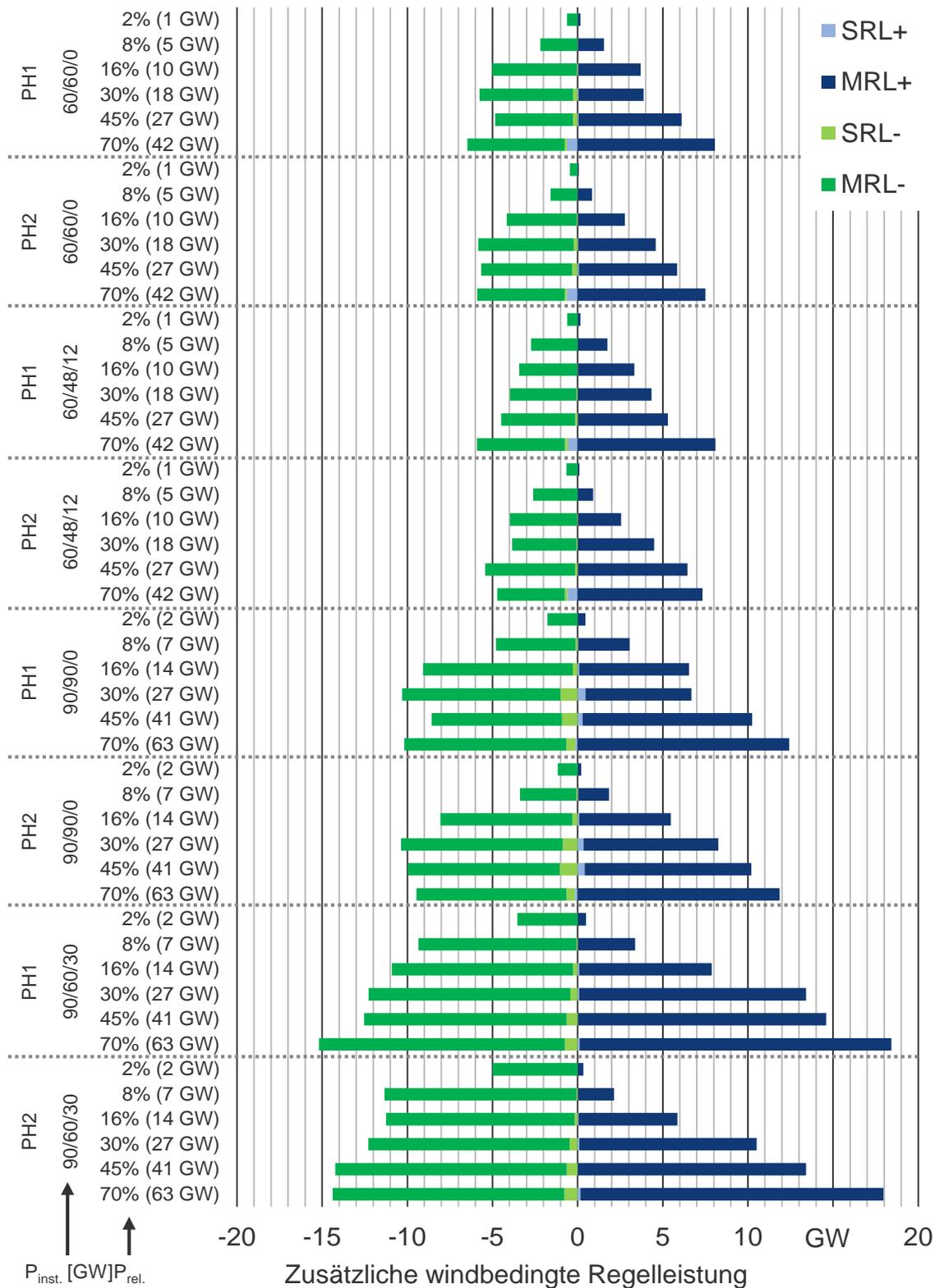


Abb. 77: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) im Vergleich von Planungshorizont 1 und 2

4.2.10 Einfluss zusätzlicher regelbarer Lasten auf den Regelleistungsbedarf

Im folgenden Abschnitt wird im Rahmen einer vom restlichen Untersuchungskontext losgelösten Sensitivitätsanalyse am Beispiel der Windenergie dargestellt, wie sich die Bereitstellung von positiver Regelleistung aus zusätzlichen regelbaren Lasten (oder der Windenergie mittels geplanter Abregelung) auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung auswirken würde²⁵. Dazu wird untersucht, wie sich eine hierfür erforderliche zusätzliche konventionelle Erzeugungsleistung (bei gleichbleibendem Verbrauch von nichtregelbaren Verbrauchern und unbeeinflusster Windeinspeisung) auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung auswirkt.

Die Bereitstellung von Regelleistung mit regelbaren Lasten wird seit einigen Jahren von größeren industriellen Verbrauchern praktiziert. Auch zusätzliche regelbare Lasten, wie Power-to-Heat-Anlagen, können Regelleistung vergleichbar mit großen industriellen Verbrauchern bereitstellen²⁶. Anstelle anderer Produkte produzieren sie dann (planmäßig) Wärme.

Um positive Regelleistung bereitzustellen, müssten regelbare Lasten einen Verbrauch in Höhe der vorzuhaltenden positiven Regelleistung bei der Fahrplananmeldung einplanen. Nur bei einem Abruf der positiven Regelleistung würde der Verbrauch entsprechend reduziert. Durch diese Betriebsweise verursachen die zusätzlichen regelbaren Lasten zwar selbst keine zusätzlichen Last-Prognosefehler oder zusätzliches Lastrauschen (da sie regelbar sind und bis auf Regelleistungsabrufe durch die ÜNB mit der bei der Bilanzkreisanmeldung eingeplanten Leistung betrieben werden). Sie erhöhen jedoch die Residuallast und damit die erforderliche konventionelle Erzeugungsleistung²⁷. Dies führt wiederum zu einer höheren Wahrscheinlichkeit von Bilanzabweichungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und somit zu einem tendenziell höheren Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung.

²⁵ Bei einem Bilanzdefizit und einem damit verbundenen Bedarf zur Bereitstellung von positiver Regelleistung ist eine Erhöhung der Einspeiseleistung oder eine Verringerung des Verbrauchs erforderlich.

²⁶ Voraussetzung hierfür ist, dass die regelbaren Lasten jederzeit ihren Verbrauch nach den Anforderungen der ÜNB reduzieren und erhöhen können. Für die Bereitstellung von positiver Regelleistung in Power-to-Heat-Anlagen bedeutet dies, dass die Wärmebereitstellung jederzeit durch andere Anlagen (wie KWK-Anlagen, Heizkessel oder Wärmespeicher) gesichert werden kann bzw. der Wärmebedarf nicht jederzeit (vollständig) gedeckt werden muss. Für die Bereitstellung von negativer Regelleistung muss jederzeit ausreichend Wärme genutzt oder gespeichert werden können.

²⁷ bei gleichbleibenden Rauschen und Prognosefehler der Windenergie

Auch die Bereitstellung bzw. Substitution von positiver Regelleistung durch Windenergie ist mit einer geeigneten Betriebsweise grundsätzlich möglich^{28,29}. Diese Betriebsweise wirkt grundsätzlich vergleichbar auf den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung wie die Bereitstellung von Regelleistung aus zusätzlichen regelbaren Lasten. Aufgrund von hohen Präqualifikationsvoraussetzungen wird jedoch bisher keine Regelleistung aus Windenergieanlagen bereitgestellt, obwohl dies nach der Überarbeitung des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) im Jahr 2012 im Rahmen der Direktvermarktung gesetzlich prinzipiell möglich wäre. Demnach können EE-Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden, am Regelenergiemarkt teilnehmen. Durch die Unsicherheiten aufgrund der volatilen Einspeisung der Windenergie und der damit auftretenden Prognosefehler ist die gesicherte Bereitstellung von Regelenergie allerdings ein nicht-triviales Thema. Da mit steigender installierter Windenergieanlagenleistung jedoch, wie zuvor gezeigt, auch der Regelleistungsbedarf steigt, wird in Zukunft die Bereitstellung von Regelleistung aus Windenergie an Bedeutung gewinnen. Daher beschäftigt sich die Forschung mit der Frage, wie eine bessere Integration der Windenergieanlagen in den Regelenergiemarkt möglich ist³⁰.

In diesem Abschnitt sollen ausdrücklich nicht die Frage nach der Integration von Windenergie in den Regelleistungsmarkt geklärt werden. Vielmehr sollen die Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf untersucht werden, der durch eine zusätzliche eingeplante konventionelle Erzeugungsleistung resultiert, wenn positive Regelleistung aus zusätzlichen regelbaren Lasten (oder aus Windenergie mittels geplanter Abregelung) bereitgestellt wird.

²⁸ Hierfür müsste - vergleichbar mit den zusätzlichen regelbaren Lasten - bei der Fahrplananmeldung eine Abregelung eines WEA-Portfolios gegenüber der (für die Bemessung des Regelleistungsbedarfs unterstellten Einspeisung in Höhe der) prognostizierten WEA-Leistung eingeplant werden. Es wird also eine gedrosselte Fahrweise der WEA und somit eine höhere konventionelle Erzeugungsleistung eingeplant. Bei Bedarf an positiver Regelleistung würde dann die Abregelung reduziert. Wie auch zusätzliche regelbare Lasten führt die geplante Abregelung der Windenergie zu einer höheren Residuallast und somit zu einem tendenziell größeren Regelleistungsbedarf. Es gelten die gleichen Voraussetzungen wie die für Power-to-Heat-Anlagen. Zudem muss hierfür jedoch ein Anlagenportfolio mit dieser Betriebsweise betrieben werden, das bei der Einspeisecharakteristik, d.h. insbesondere der räumlichen Verteilung der Anlagen, einen repräsentativen Anteil aller in der Regelzone einspeisenden WEA aufweist.

²⁹ Siehe hierzu auch [9].

³⁰ Hierzu hat beispielsweise das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt (BMU) eine Studie mit dem Thema „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ erstellt [11].

Um diesen Einfluss von zusätzlichen regelbaren Lasten (oder einer geplanten, d. h. fahrplanmäßigen, Abregelung der Windenergie) auf den Bedarf an positiver Regelleistung bzw. die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung beispielhaft zu quantifizieren, wurde der Planungshorizont 1 für den Schwachlastfall mit Berücksichtigung aller Onshore-Wind-Szenarien ausgewählt. Hierfür wurden drei Stufen einer höheren Residuallast von 5 GW, 10 GW und 20 GW untersucht.

Abb. 78 zeigt den zusätzlichen Regelleistungsbedarf in Form positiver GRL für eine um 5 GW, 10 GW und 20 GW höhere Residuallast, die durch zusätzliche regelbare Lasten hervorgerufen wird. Die Erhöhung des Regelleistungsbedarfs wird als mittlere prozentuale Änderung (gemittelt über alle installierten und prognostizierten Leistungen) gegenüber der Referenz ohne regelbare Lasten bezogen auf die jeweilige zusätzliche Leistung der regelbaren Last dargestellt.

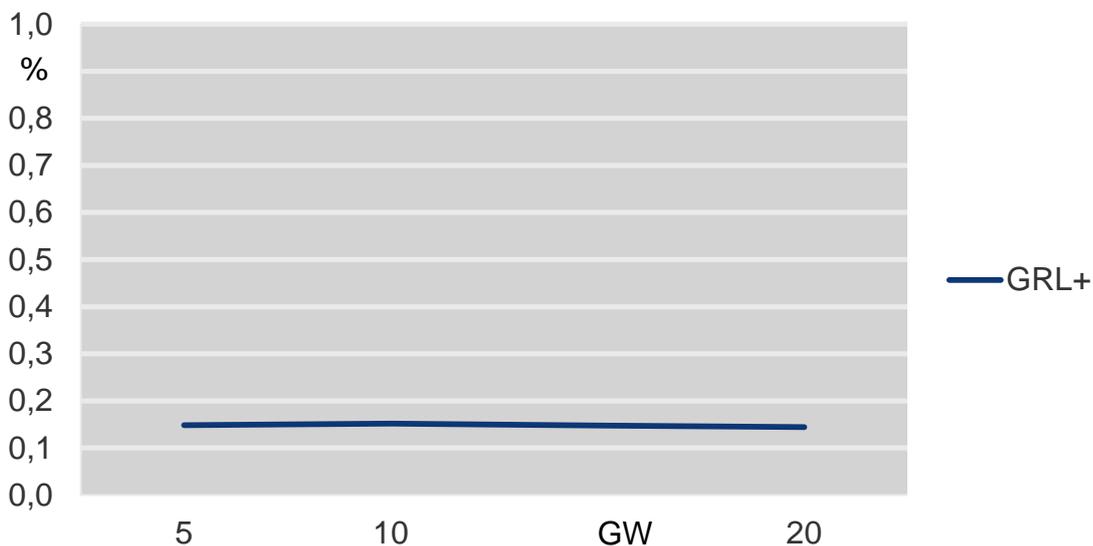


Abb. 78: Erhöhung des Bedarfs an positiver Regelleistung durch zusätzliche regelbare Lasten

Im Abb. 78 ist zu erkennen, dass der (über alle Einspeiseklassen gemittelte) zusätzliche Bedarf an positiver GRL im Promillebereich liegt und die Unterschiede zwischen den zusätzlichen Leistungen der regelbaren Lasten vernachlässigbar gering sind.³¹

³¹ Die Ergebnisse für den Regelleistungsbedarf unterscheiden sich für die unterschiedlichen installierten und prognostizierten WEA-Leistungen nur sehr wenig vom angegebenen Durchschnittswert. D.h. die Abweichungen sind nicht relevant. Die HRL ist über die betrachteten Stufen der regelbaren Lasten nahezu konstant und wird daher in der Abbildung nicht dargestellt.

Der Einfluss zusätzlicher regelbarer Lasten (die z. B. zur Bereitstellung von positiver Regelleistung eingesetzt werden) oder der fahrplanmäßigen Abregelung der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf ist von sehr geringer Bedeutung für den Gesamtbedarf an vorzuhaltender Regelleistung. Der zusätzliche Regelleistungsbedarf verbleibt bei den untersuchten zusätzlichen regelbaren Lasten in Höhe von 5, 10 und 20 GW im Bereich von rund 0,15 %. Dies liegt noch im Bereich der – aufgrund der Datenbasis vorhandenen – Unsicherheiten bei der Bemessung. Daher kann der Einfluss auf den Regelleistungsbedarf bei kleineren Leistungen zusätzlicher regelbarer Lasten vernachlässigt werden.

4.2.11 Wesentliche Ergebnisse zum windbedingten Regelleistungsbedarf

Durch den Ausbau der Windenergieanlagen steigt der Regelleistungsbedarf. Jedoch ist der zusätzliche windbedingte Regelleistungsbedarf stark situationsabhängig, d. h. er hängt von der Höhe der prognostizierten Windleistung ab. Zudem kann der zusätzliche, windbedingte Regelleistungsbedarf durch die Verbesserung der Prognosegüte stark verringert werden.

Mit zunehmender installierter WEA-Leistung ist der Prognosefehler der Windleistungsprognose die maßgebliche Einflussgröße für die Regelleistungsbemessung. Dementsprechend verlieren die Lastprognosefehler und Kraftwerksausfälle für die Bemessung an Bedeutung. Diese Auswirkungen spiegeln sich in einem signifikanten Anstieg des Bedarfs an positiver Regelleistung ab einer installierten Leistung von etwa 40 GW wider.

Der zusätzliche windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung steigt deutlich mit der installierten und prognostizierten Windleistung. Der Bedarf an windbedingter zusätzlicher negativer Regelleistung steigt insbesondere mit der installierten Windleistung. Durch die Windenergie erhöht sich der Regelleistungsbedarf im Bereich der MRL erheblich, hingegen steigt der SRL-Bedarf nur geringfügig mit der installierten und prognostizierten WEA-Leistung. Der Großteil des windbedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarfs hat somit eine Aktivierungszeit von mindestens 15 Minuten, d. h. es resultieren eher moderate Flexibilitätsanforderungen an die Anlagen zum Ausgleich der Wind-Prognosefehler.

Die mittelfristig absehbaren Prognosefehler, d. h. die Prognosefehler, die mit den genaueren Kurzfristprognosen (z. B. 2 Stunden im Voraus) absehbar sind, können – so wie heute üblich – durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Dafür muss der Intraday-

Handel auch bei steigendem Ausgleichsbedarf eine ausreichende Liquidität bieten. Somit kann ein erheblicher Anteil des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs (in dieser Studie als positive Stundenreserve/HRL ermittelt) vermieden werden. Lediglich die auch mit den genaueren kurzfristigen Prognosen nicht vermeidbarer Prognosefehler der Wind-Einspeisung erfordern die Vorhaltung ausreichender SRL und MRL.

Für den zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung ist keine zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung (z. B. als zusätzliche installierte Leistung aus konventionellen Kraftwerken) erforderlich, da die prognostizierte WEA-Einspeisung stets deutlich größer als der zusätzliche windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung ist.

Eine - organisatorisch und hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit ohnehin problematisch erscheinende - Verkürzung der Ausschreibungsvorlaufzeit von Day-Ahead auf wenige Stunden kann den Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung (SRL und MRL) nur geringfügig verringern. Eine Verkürzung der Ausschreibungsvorlaufzeit ist daher nicht notwendig, wenn neben der Day-Ahead-Prognose - wie es heute bereits üblich ist - auch Intraday-Prognosen bei der Ausschreibung berücksichtigt und die damit absehbaren Prognosefehler durch Kurzfristhandel (Intraday-Handel) ausgeglichen werden.

Die Analyse der kombinierten Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie zeigt, dass bei geringen Offshore-Anteilen an der Gesamt-WEA-Leistung (hier: Szenarien bis 60 GW gesamt installierter WEA-Leistung) die Kombination aus On- und Offshore-Erzeugung tendenziell zu einer Reduzierung des Regelleistungsbedarfs führt (Kompensation gegenläufiger Prognosefehler). Bei hohen Anteilen der Offshore-Erzeugung an der gesamten WEA-Erzeugung (hier: Szenarien mit installierter Gesamt-WEA-Leistung über 60 GW) ist jedoch eine Steigerung des Regelleistungsbedarfs die Folge (Überwiegen höherer Offshore-Prognosefehler). Die Ergebnisse deuten außerdem darauf hin, dass der durch Intraday-Handel vermeidbare Regelleistungsbedarf bei zunehmender Offshore-WEA-Erzeugung abnimmt (und der relative Bedarf an SRL und MRL entsprechend ansteigt). Die Ergebnisse für die Offshore-Windenergie weisen jedoch aufgrund der kleinen Datenbasis zur Parametrierung des Offshore-Einflusses eine geringere Belastbarkeit auf. Zusätzlich zu den beschriebenen Basisuntersuchungen wurden die Ergebnisse durch verschiedene Sensitivitätsanalysen vertieft:

Die Untersuchung der Lastabhängigkeit des Regelleistungsbedarfs zeigt vergleichsweise geringe Auswirkungen des Lastniveaus auf den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf.

Die unterstellte, möglichst realistisch abgeschätzte zukünftig mögliche Prognosegüte in Kombination mit neuer Anlagentechnik führt gegenüber den Regelleistungsbemessungen mit der heutigen Prognosegüte und heutiger Anlagentechnik zu einer deutlichen Verringerung des zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarfs. Bei der Onshore-Windenergie ergibt sich beispielsweise eine Reduktion von über 55 % bei 60 GW installierter Windleistung und einer relativen Einspeisung von 8 %. Im Mittel über alle installierten und prognostizierten Windleistungen stellt sich eine Reduktion um ca. 40 % ein. Der relative Anteil der durch Kurzfristhandel ausgleichbaren Bilanzabweichungen verändert sich durch die unterstellte Prognoseverbesserung nur unwesentlich.

Eine von der heutigen Verteilung abweichende regionale Verteilung der WEA-Leistung mit einem unterstellten stärkeren WEA-Ausbau in Süddeutschland zeigt einen um ca. 10 % geringeren Regelleistungsbedarf im Vergleich zur heutigen Anlagenverteilung. Der mögliche Effekt hierdurch ist somit erheblich kleiner als der Effekt durch eine Verbesserung der Prognosegüte.

Eine situationsabhängige Bemessung des Regelleistungsbedarfs, die das prognostizierte Einspeiseniveau der Windenergie berücksichtigt, sorgt für eine erheblich zielgenauere Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung. Insgesamt ist die im Jahresmittel vorzuhaltende Regelleistung bei situationsabhängiger Bemessung erheblich geringer. Wegen der im Zeitverlauf unterschiedlichen Regelenergiepreise muss sich diese jedoch nicht in entsprechenden Kostenreduzierungen widerspiegeln. Bei nicht-situationsabhängiger Bemessung liegt der Regelleistungsbedarf deutlich unter dem maximalen und deutlich über dem minimalen Regelleistungsbedarf der situationsabhängigen Bemessung. Die Vorhaltung von zu wenig Regelleistung in Situationen bei einem hohen Regelleistungsbedarf kann je nach Umfang der Abweichungen und vorhandener Alternativen zur vorgehaltenen Regelleistung (z. B. Abruf abschaltbarer Lasten, Aktivierung von Notmaßnahmen oder Unterstützung durch ausländische ÜNB) eine Gefahr für die Systemsicherheit darstellen. Für die zukünftig erwarteten hohen installierten WEA-Leistungen erscheint der Ausgleich in diesen Situationen jedoch zunehmend problematisch. Der Übergang zu einer verstärkten Berücksichtigung der situationsabhängigen Anforderungen an den Regelleistungsbedarf bei der Regelleistungsbemessung ist daher zu erwägen. Er wird dabei

mit zunehmendem EE-Ausbau sinnvoller, ist jedoch letztlich eine Entscheidung, die im Gesamtkontext der diskutierten wirtschaftlichen und systemsicherheitsbezogenen Aspekte zu treffen ist.

Der Einfluss zusätzlicher regelbarer Lasten (die z. B. zur Bereitstellung von positiver Regelleistung eingesetzt werden) oder der fahrplanmäßigen Abregelung der Windenergieanlagen ist für den Gesamtbedarf an vorzuhaltender Regelleistung praktisch nicht relevant und kann daher vernachlässigt werden.

4.3 Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf

In diesem Abschnitt werden die Untersuchungsergebnisse zum Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf dargestellt und erläutert. Bei der Interpretation der Bemessungsergebnisse und insbesondere beim Vergleich mit den Ergebnissen zum windbedingten Regelleistungsbedarf ist zu berücksichtigen, dass der ermittelte PV-bedingte Regelleistungsbedarf auf einer vergleichsweise kleinen Datenbasis beruht und daher eine geringere Belastbarkeit aufweist. Auch die daher erforderlichen breiten Einspeiseklassen für die prognostizierte PV-Leistung beeinträchtigen die Aussagekraft der Ergebnisse. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Wirkungszusammenhänge und Ergebnistendenzen richtig abgebildet werden.

Wie bereits in Abschnitt 3.3 erläutert, erfolgt die Analyse dabei getrennt für Winter- und Sommermonate. Zudem werden sämtlichen Prognosefehler- und Gradientenverteilungen ausschließlich aus den Daten der Tagstunden berechnet, d. h. aus den Stunden in denen die PV-Erzeugung größer als null ist. Beides, d. h. die Sommer-Winter-Aufteilung und die Tag-Nacht-Differenzierung, stellt eine Abweichung gegenüber der derzeit von den ÜNB bei der Regelleistungsbemessung berücksichtigten Datenbasis dar. Diese umfasst jeweils einen vollständigen Jahreszeitraum, d. h. keine der beiden Unterteilungen wird bei den Bemessungen durch die ÜNB angewandt. Die so unterschiedliche Datenbasis verdeutlicht, dass die jeweils erzielten Bemessungsergebnisse nicht unmittelbar miteinander verglichen werden können. Insbesondere ein potenziell höherer ausgewiesener Regelleistungsbedarf als Ergebnis eigener Berechnungen kann durch den Wegfall der bei den ÜNB-Berechnungen wirksamen Effekte erklärt werden.

Zuerst werden im Abschnitt 4.3.1 die Ergebnisse unter Verwendung der PV-Leistungsprognosen mit heutiger Prognosegüte vorgestellt. Im Anschluss werden in Abschnitt 4.3.2 die Ergebnisse unter Berücksichtigung der zukünftigen Prognosegüte erläutert.

4.3.1 Heutige Prognosegüte

Planungshorizont 1

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für den Planungshorizont 1 und den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten PV-Leistung zeigt Abb. 79. Die prognostizierte PV-Leistung ist dabei sowohl als relativer wie auch als absoluter Leistungswert angegeben.

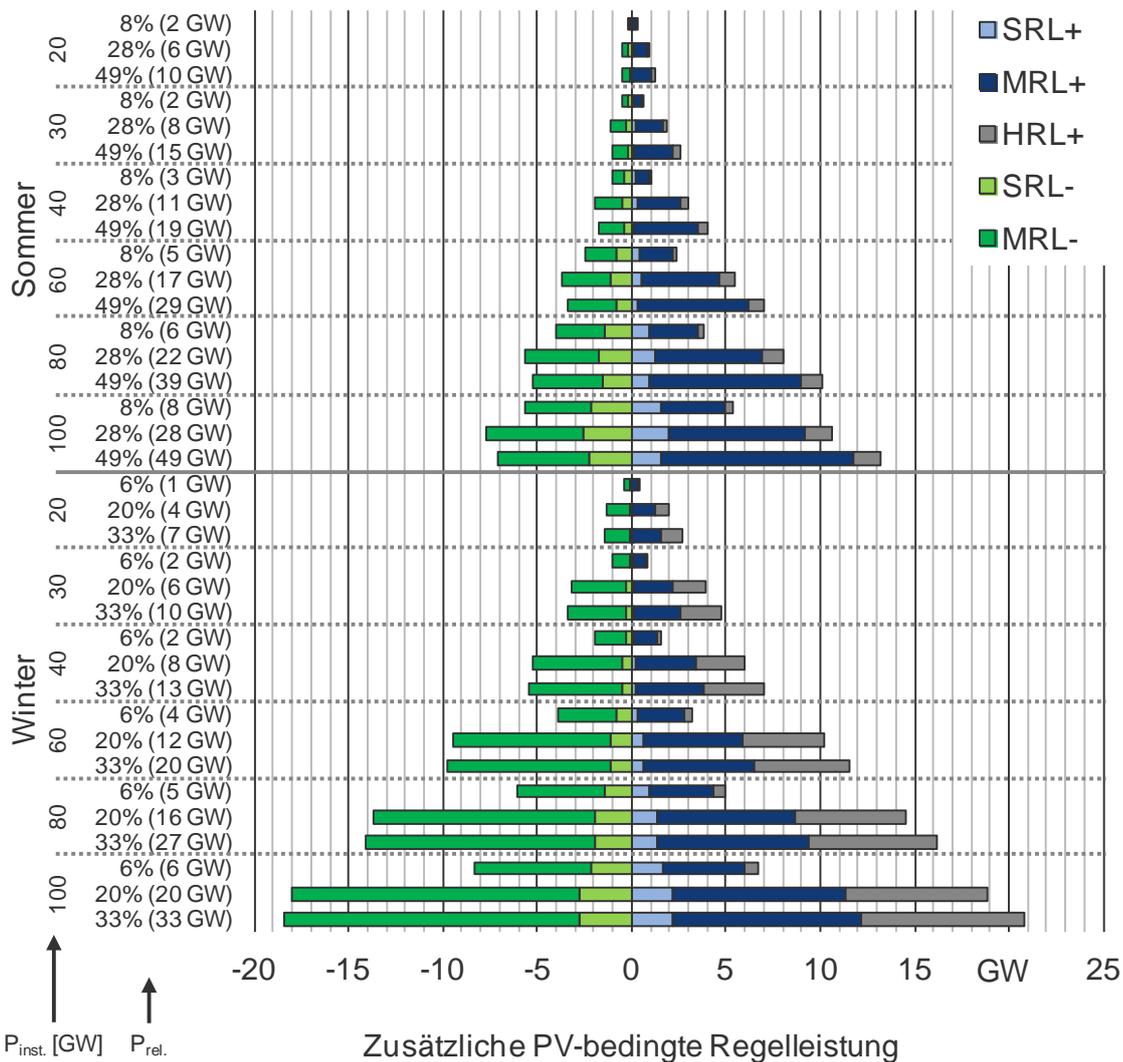


Abb. 79: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont 1

Sehr auffällig ist die deutliche Zunahme des Regelleistungsbedarfs, sowohl mit zunehmender installierter PV-Leistung als auch mit zunehmender prognostizierter Einspeiseleistung. Anders als

bei der Onshore-Windenergie steigt für die PV auch der Bedarf an SRL erheblich mit der installierten und prognostizierten PV-Leistung an.

Innerhalb der Sommermonate ist zu erkennen, dass der Bedarf an zusätzlicher PV-bedingter GRL+ mit steigender installierter und prognostizierter PV-Leistung zunimmt und ein besonders ausgeprägter Anstieg von der 8 %-Klasse auf die 28 %-Klasse zu beobachten ist. Dieser starke Anstieg ist auf die deutliche Zunahme der MRL+ zurückzuführen, während die Veränderungen der SRL+ nicht von großen Sprüngen geprägt sind. Die Bemessung der MRL/HRL wird durch den Lastprognosefehler, Kraftwerksausfälle und die Prognosefehler der PV-Einspeisung beeinflusst. Der Lastprognosefehler verändert sich im Vergleich der unterschiedlichen installierten und prognostizierten PV-Leistungen nicht und hat daher in dieser Betrachtung keinen direkten Einfluss auf die Regelleistungsbemessung. Im Falle der Kraftwerksausfälle tritt bei Zunahme der PV-Einspeisung ein abnehmender Einfluss auf die Regelleistungsbemessung auf, weil die für die Residuallastdeckung benötigte Kraftwerksleistung abnimmt und somit auch die für Kraftwerksausfälle vorzuhaltende Regelleistung. Folglich ergibt sich der starke Regelleistungsbedarfszuwachs zwischen der 8 %- und der 28 %- Klasse durch die Veränderung der PV-Prognosefehler.

Im Falle der negativen MRL ist zu erkennen, dass der Verlauf ähnlich zu dem der positiven MRL ist und mit steigender installierter und prognostizierter PV-Leistung auch der negative MRL-Bedarf zunimmt. Zu beobachten ist jedoch, dass die MRL- im Sommer meistens geringer ausfällt als die MRL+. Offensichtlich kommt es im Sommer also zu größeren Überschätzungen und in Folge zu einer Unterspeisung als zu Unterschätzungen der tatsächlichen PV-Einspeisung.

Die negative und positive SRL weist im Sommer über die betrachteten prognostizierten PV-Leistungen in etwa den gleichen Verlauf auf, jedoch ist die zusätzlich benötigte SRL- höher als die SRL+. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Bedarf an SRL+ zusätzlich durch Kraftwerksausfälle beeinflusst wird und somit das PV-Rauschen einen geringeren Anteil am gesamten SRL-Bedarf aufweist. Im Gegensatz dazu wird der zusätzliche Bedarf an SRL- im Wesentlichen durch das PV-Rauschen dimensioniert, da positive Bilanzabweichungen bei konventionelle Kraftwerke ausgeschlossen sind. Im Vergleich zu den Ergebnissen des windbedingten Regelleistungsbedarfs fällt auf, dass die Zunahme des SRL-Bedarfs mit zunehmender installierter EE-Leistung bei PV deut-

lich stärker ausgeprägt ist. Die Gradienten der PV-Erzeugung haben daher einen größeren Einfluss auf den Bedarf an SRL als die Gradienten bei der Windenergie³². Jedoch steigt der SRL-Bedarf deutlich langsamer als der MRL-Bedarf.

Weiterhin zeigt der SRL-Verlauf über die Klassen prognostizierter Leistungen eine Besonderheit indem die mittlere Klasse unabhängig von der installierten PV-Leistung den höchsten SRL-Bedarf aufweist. Der Grund hierfür liegt in der Verteilung der Gradienten für die PV-Einspeisung, welche zur Bestimmung des PV-Rauschens herangezogen wird. In der mittleren Klasse befinden sich die höchsten Gradienten woraus ein potenziell hoher SRL-Bedarf in der mittleren und ein geringerer in der niedrigen bzw. hohen Klasse resultieren.

Mit Blick auf die Bemessungsergebnisse im Winter ergeben sich zwar ähnliche Verläufe wie im Sommer, allerdings nimmt der Regelleistungsbedarf (in Form von HRL+ und MRL-) im Winter stark zu. Allgemein ist dieser erhöhte Regelleistungsbedarf auf die schlechter prognostizierbaren Wetterverhältnissen in den Wintermonaten und die dadurch entstehenden höheren Prognosefehler zurückzuführen. Besonders auffällig ist der im Vergleich zu den Sommerergebnissen deutlich höhere Bedarf an HRL+. So beträgt der Anteil der HRL+ an der Summe aus MRL+ und HRL+ im Winter zwischen 43 und 47 % und tritt in der höchsten Klasse relativer Einspeisung auf, während der Anteil im Sommer bei lediglich 15 bis 17 % liegt und in der mittleren Klasse relativer Leistung auftritt. Die Summe aus SRL+ und MRL+ liegt im Winter jedoch in einer ähnlichen Größenordnung wie im Sommer. Dies legt den Schluss nahe, dass im Winter bei der Day-Ahead-Prognose zwar deutlich größere Prognosefehler auftreten als im Sommer, die Intraday-Prognose mit einem Prognosevorlauf von 2 h im Winter und im Sommer jedoch eine ähnliche Prognosegüte in Bezug auf die positive Regelleistung aufweisen. Die schlechtere Day-Ahead-Prognose im Winter kann dabei durch den Einsatz von HRL+ weitgehend kompensiert werden.

Die Bemessungsergebnisse der negativen MRL im Winter zeigen, dass diese im Vergleich zur positiven MRL stärker zunimmt. Die Analysen zum Sommer berücksichtigend kommt es im Winter also offensichtlich zu größeren Unterschätzungen der tatsächlichen PV-Einspeisung und in Folge zu Überspeisungen.

Der SRL Bedarf weist im Vergleich von Sommer und Winter eine ähnliche Höhe auf. Auffällig ist nur, dass im Winter der größte Bedarf sowohl an SRL- als auch an SRL+ eher in der größten Klasse

³² Da für Wind und PV dasselbe Modell zur Abbildung des EE-Rauschens verwendet wird, sind die diskutierten Parametrierungsunsicherheiten dieses Modells nicht ursächlich für die beobachteten Unterschiede.

relativer Einspeisung auftritt, während er im Sommer eher in der mittleren Klasse auftritt. Dieser Effekt ergibt sich aus der unterschiedlichen Klassierung im Sommer und Winter.

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten GRL für Schwachlast in Abhängigkeit von der prognostizierten PV-Einspeisung sind in Abb. 80 dargestellt.

Die prognostizierte Leistung der PV-Einspeisung gibt dabei, wie bereits im Rahmen der Ergebnisdarstellung für den windbedingten Regelleistungsbedarf erläutert, den Erwartungswert wieder, der sich aus der Verteilungsfunktion der PV-Einspeisung innerhalb einer Klasse ergibt. Bei der Interpretation des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass (im Vergleich zu den Ergebnissen für die Windenergie in Abschnitt 4.2 durch die für PV nur geringere verfügbare Anzahl von Daten) die absolute PV-Einspeisung innerhalb jeder Klasse einen größeren Wertebereich überstreicht. Somit kann der Erwartungswert der PV-Einspeisung je Klasse die tatsächlichen Einspeisungsbandbreiten innerhalb jeder Klasse nur ungenau beschreiben.

Die große Bandbreite der tatsächlichen Einspeisung hat daher Auswirkungen auf die Berechnung des Verhältnisses zwischen der prognostizierten PV-Einspeisung und dem zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf. Innerhalb jeder Klasse prognostizierter Einspeisung wird der bestimmte Regelleistungsbedarf dabei tendenziell durch die Einspeisungen am oberen Rand der Einspeisungsbandbreite dimensioniert. Folglich ist die bei der Berechnung des Verhältnisses durchgeführte Normierung des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs auf den Einspeisungserwartungswert innerhalb jeder Einspeiseklasse (anders als bei der Windenergie mit sehr schmalen Einspeiseklassen) ungenau und führt damit teilweise zu irreführenden Ergebnissen.

Aus diesem Grund wird im Folgenden auf die Angabe konkreter Werte für das Verhältnis aus prognostizierter PV-Einspeisung und zusätzlichem PV-bedingtem Bedarf an positiver Regelleistung verzichtet. Gleichwohl zeigen auch die Bemessungsergebnisse für den PV-bedingten Regelleistungsbedarf, dass die prognostizierte PV-Erzeugung den zusätzlichen PV-bedingten Bedarf an positiver Regelleistung im Regelfall um ein Vielfaches übersteigt. Für die Einordnung der Ergebnisse ist auch hier noch einmal festzuhalten, dass dieses Verhältnis immer größer als oder gleich Eins ist, da theoretisch höchstens so viel zusätzliche positive Regelleistung erforderlich sein kann, wie an PV-Einspeisung prognostiziert wurde.

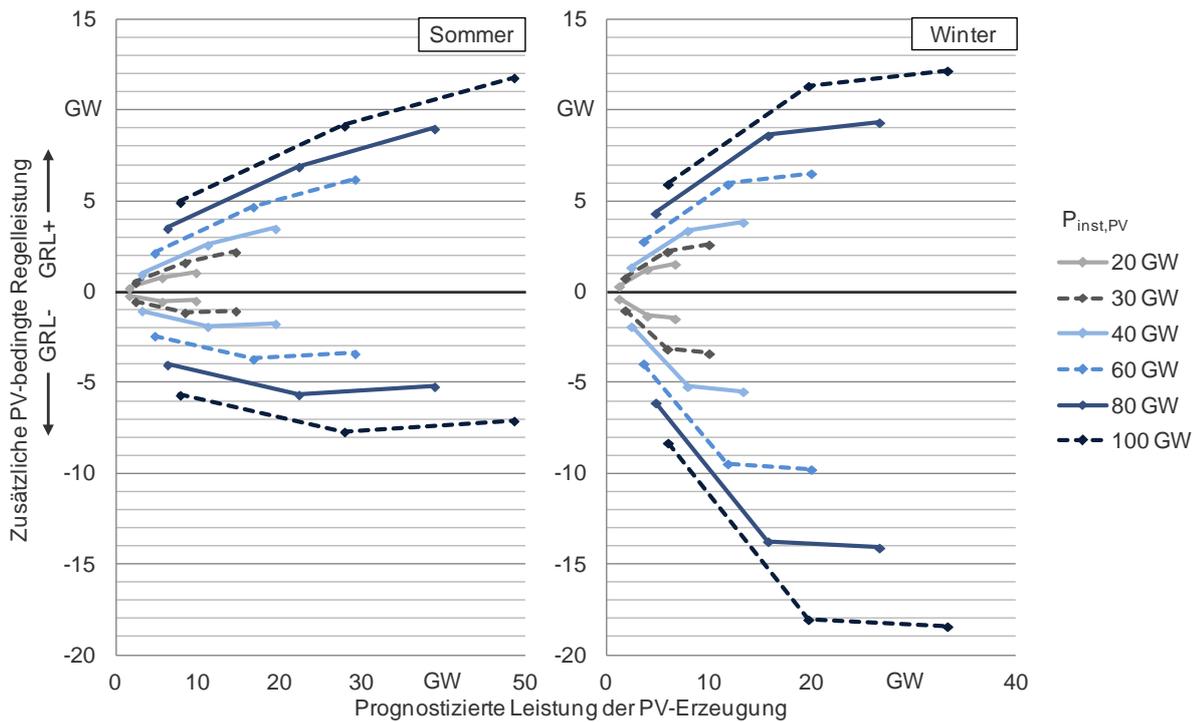


Abb. 80: Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

Die Bemessungsergebnisse des PV-bedingten Regelleistungsbedarfs zeigen grundsätzlich dieselbe Abhängigkeit vom Lastniveau wie die Ergebnisse für den windbedingten Regelleistungsbedarf (siehe Abschnitt 4.2.1).

Planungshorizont 2

In Abb. 81 sind die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für den Planungshorizont 2 und den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten PV-Leistung dargestellt. Die Ergebnisse unterscheiden sich zum Planungshorizont 1 im Wesentlichen durch den Wegfall der HRL+, die Ergebnisse für SRL, MRL und GRL sind weitgehend gleich. Weitere unwesentliche Veränderungen zwischen den Planungshorizonten 1 und 2 sind auf die bereits unter Abschnitt erläuterten Effekte zurückzuführen. Dies sind:

- Verwendung unterschiedlicher Verteilungen des berücksichtigten EE-Rauschens, für Planungshorizont 1 bezogen auf die Day-Ahead prognostizierte PV-Leistung und für Planungshorizont 2 hingegen auf die 2-hour-ahead prognostizierte PV-Leistung.

- Beschneidung der SRL-Bedarfs-Verteilung; dies wirkt sich mit einem geringen Einfluss auf die Bemessung der SRL aus.

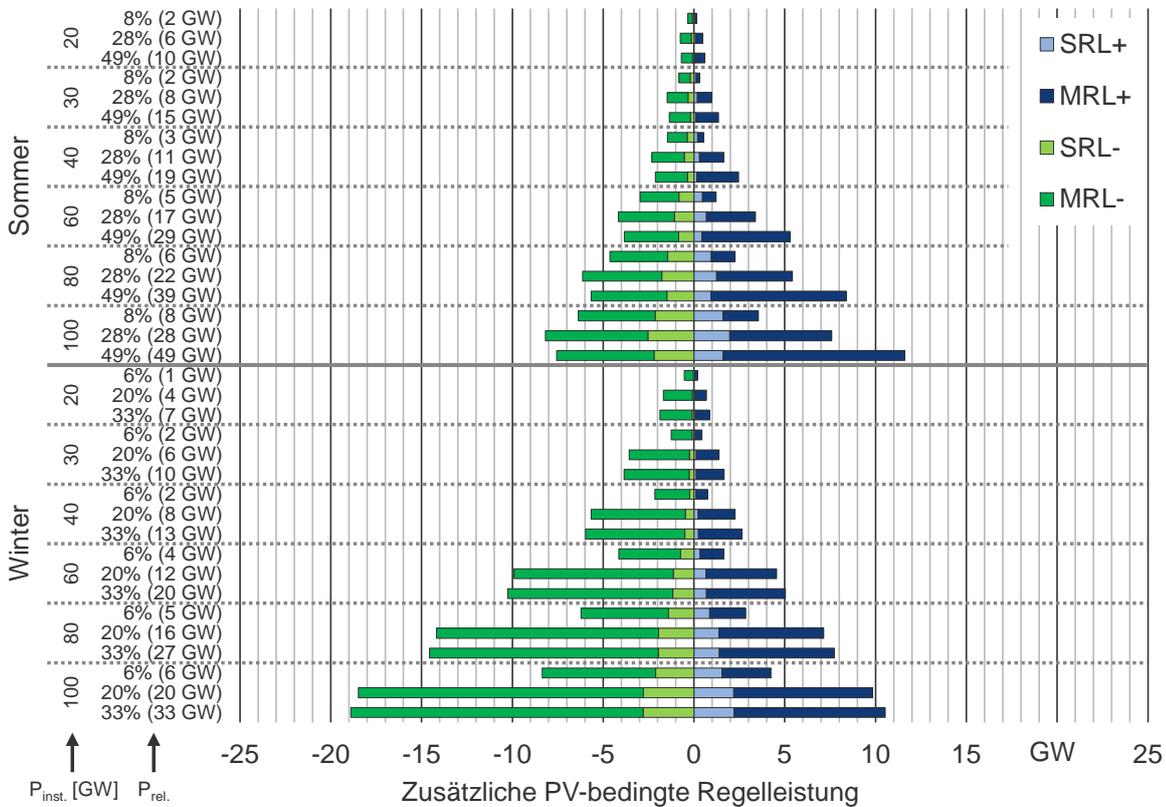


Abb. 81: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont 2

Bei den Bemessungsergebnissen der zusätzlichen PV-bedingten GRL für Schwachlast in Abhängigkeit von der prognostizierten PV-Einspeisung (siehe Abb. 82), ergeben sich zwischen Planungshorizont 1 und 2 ebenfalls nur sehr geringe Abweichungen..

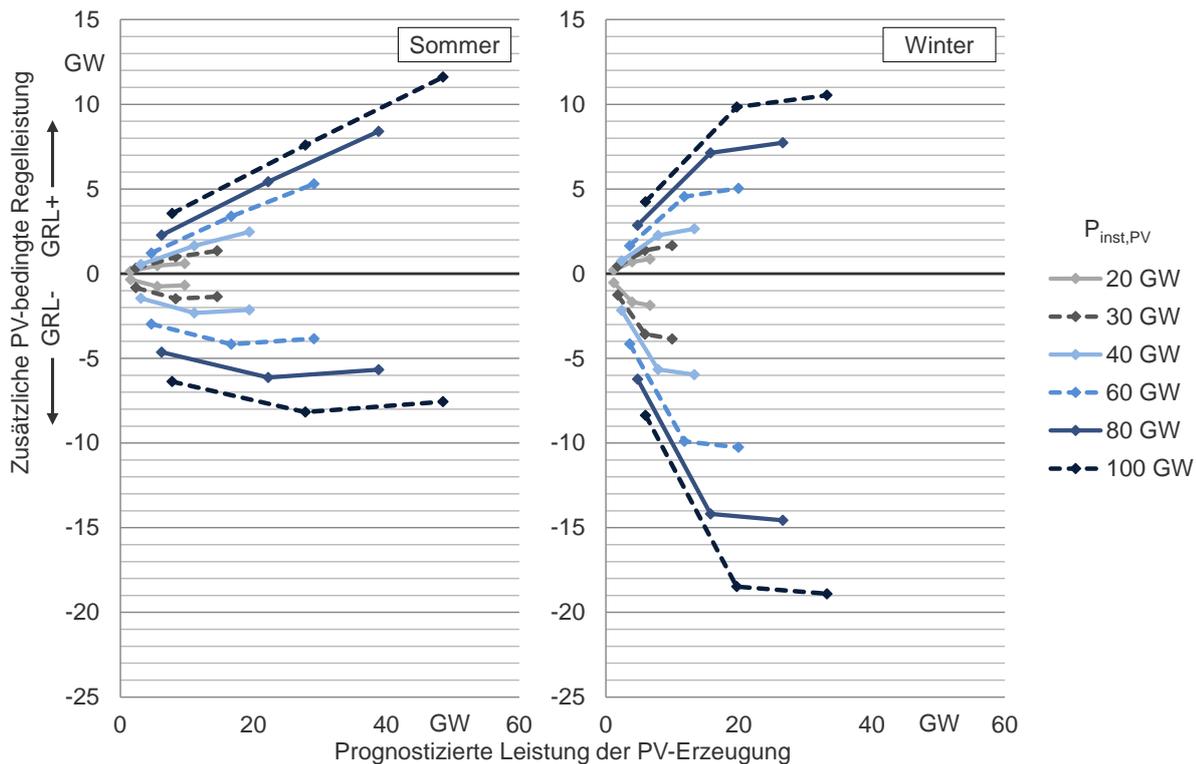


Abb. 82: Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

4.3.2 Zukünftige Prognosegüte

Entsprechend der Herleitung in Abschnitt 3.3.3 führt die Unterstellung der zukünftigen Prognosegüte grundsätzlich zu einer Verringerung des PV-Prognosefehlers. Diese geringeren Prognosefehler spiegeln sich in einer Verringerung der notwendigen Regelleistungsvorhaltung wider. Die grundsätzlichen Effekte der PV auf den Regelleistungsbedarf bleiben mit der Veränderung der Prognosegüte gleich.

Um eine zielgerichtete Ergebnisdiskussion zu ermöglichen, wird daher im Folgenden auf die Darstellung der vollständigen Ergebnisse der Regelleistungsbemessung verzichtet. Stattdessen werden ausgewählte Ergebnisse für die PV analysiert, die einen anschaulichen Vergleich der Bemessungsergebnisse für heutige und zukünftige Prognosegüte ermöglichen.

Planungshorizont 1

Abb. 83 zeigt den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Vergleich von heutiger und

zukünftiger Prognosegüte im Schwachlastfall. Die Ergebnisse zeigen dabei einen deutlich geringeren Regelleistungsbedarf durch eine verbesserte Prognosegüte.

So sinkt der Bedarf an zusätzlicher PV-bedingter GRL im Vergleich zu heutiger Prognosegüte im Mittel über alle installierten PV-Leistungen und prognostizierten PV-Einspeisungen um ca. 40 %.

Der relative Anteil der in Abb. 83 nicht dargestellten HRL+ an der Summe aus HRL+ und MRL+ verändert sich durch eine Verbesserung der Prognosegüte im Mittel über alle installierten und prognostizierten PV-Leistungen nur unwesentlich um 0,2 %.

Bei der SRL treten wie erwartet keine Änderungen gegenüber einer Regelleistungsbemessung mit heutiger Prognosegüte auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine Variation der Prognosegüte keinen Einfluss auf die Gradienten der PV-Ist-Einspeisung hat (siehe Abschnitt 3.3).

Für die Wintermonate resultiert eine stärkere Abnahme des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs als im Sommer. Im Mittel liegt die zusätzliche PV-bedingte negative und positive GRL um ca. 18 % niedriger als bei heutiger Prognosegüte. Die stärkere Abnahme des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs im Winter ist darauf zurückzuführen, dass dieselbe relative Verbesserung der Prognosegüte für Winter- und Sommermonate unterstellt wurde, so dass bei einem größeren absoluten Prognosefehler im Winter auch größere absolute Veränderungen des Regelleistungsbedarfs die Folge sind.

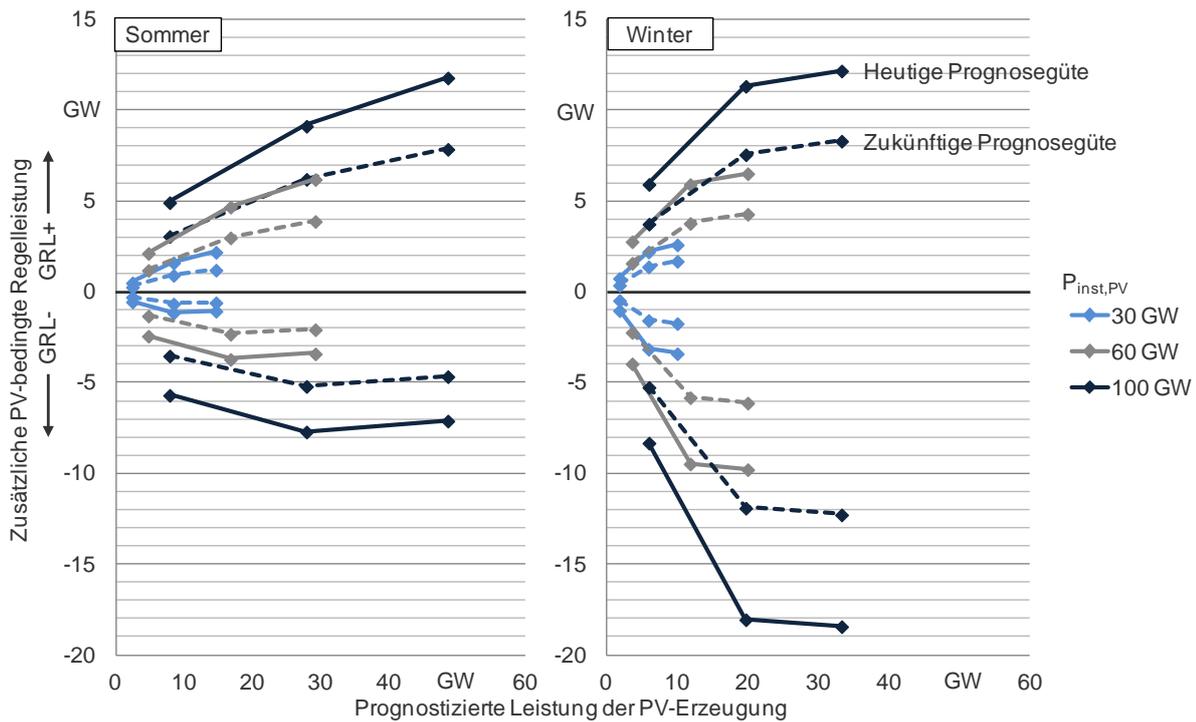


Abb. 83: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1

Planungshorizont 2

Die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten GRL in Abhängigkeit von der prognostizierten PV-Einspeisung im Vergleich von heutiger und zukünftiger Prognosegüte im Schwachlastfall für Planungshorizont 2 sind in Abb. 84 dargestellt. Zu erkennen ist, dass sich gegenüber Planungshorizont 1 keine wesentlichen Veränderungen durch die zukünftige Prognosegüte ergeben (siehe auch Abschnitt 4.3.1).

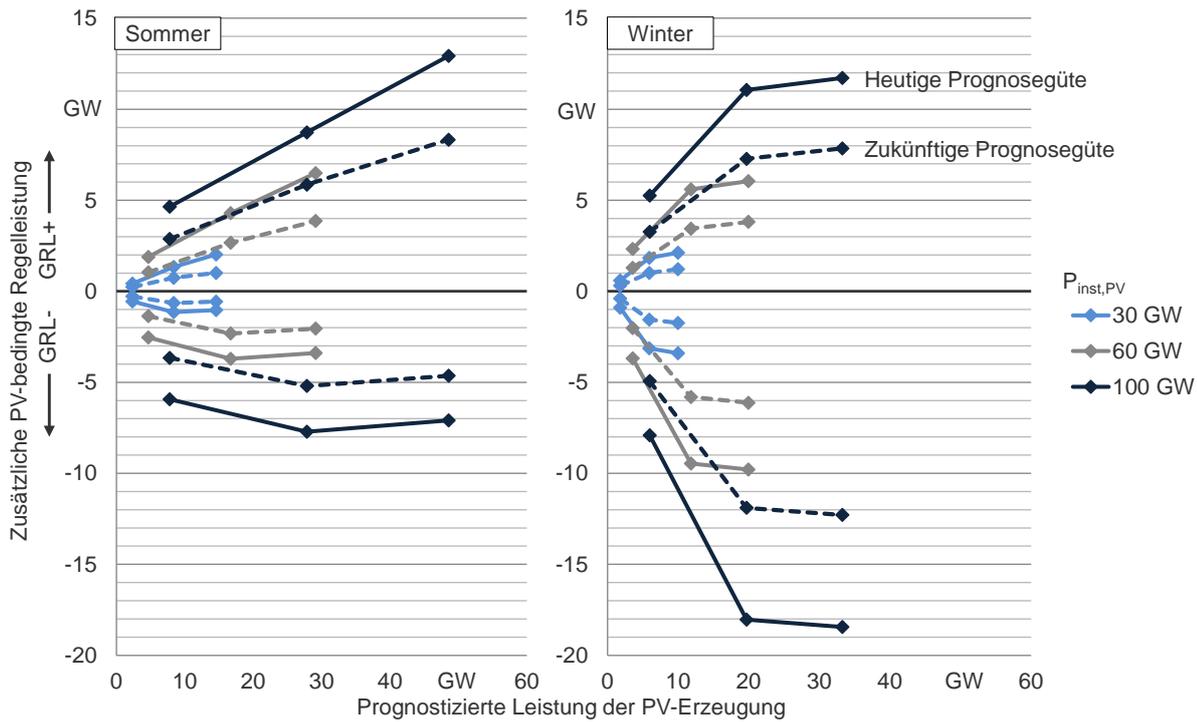


Abb. 84: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2

4.3.3 Situationsabhängige Regelleistungsbemessung

Im Folgenden werden nur die Ergebnisse für Planungshorizont 1 dargestellt, da die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 im Vergleich hierzu keine zusätzlichen Erkenntnisse liefern.

In diesem Abschnitt wird für die Photovoltaik dargestellt, welche Bedeutung die hier bisher generell unterstellte Regelleistungsbemessung in Abhängigkeit von der prognostizierten PV-Einspeisung, d. h. eine situationsabhängige Regelleistungsbemessung, hat. Das Vorgehen ist bereits in Abschnitt 4.2.7 für windbedingte Regelleistung dargestellt worden und gilt im selben Maße für die PV-bedingte Regelleistung. Es wird ein Vergleich mit den Ergebnissen von nicht-situationsabhängigen Regelleistungsbemessungen dargestellt, d. h. bei denen nicht nach prognostizierter PV-Einspeisung differenziert wird. Für diese werden also immer die unbedingte Prognosefehler- und Gradientenverteilung berücksichtigt.

In Abb. 85 sind die Bemessungsergebnisse für die zusätzliche PV-bedingte Regelleistung für die situationsabhängige und nicht-situationsabhängigen Regelleistungsbemessungen für den Planungshorizont 1 dargestellt.

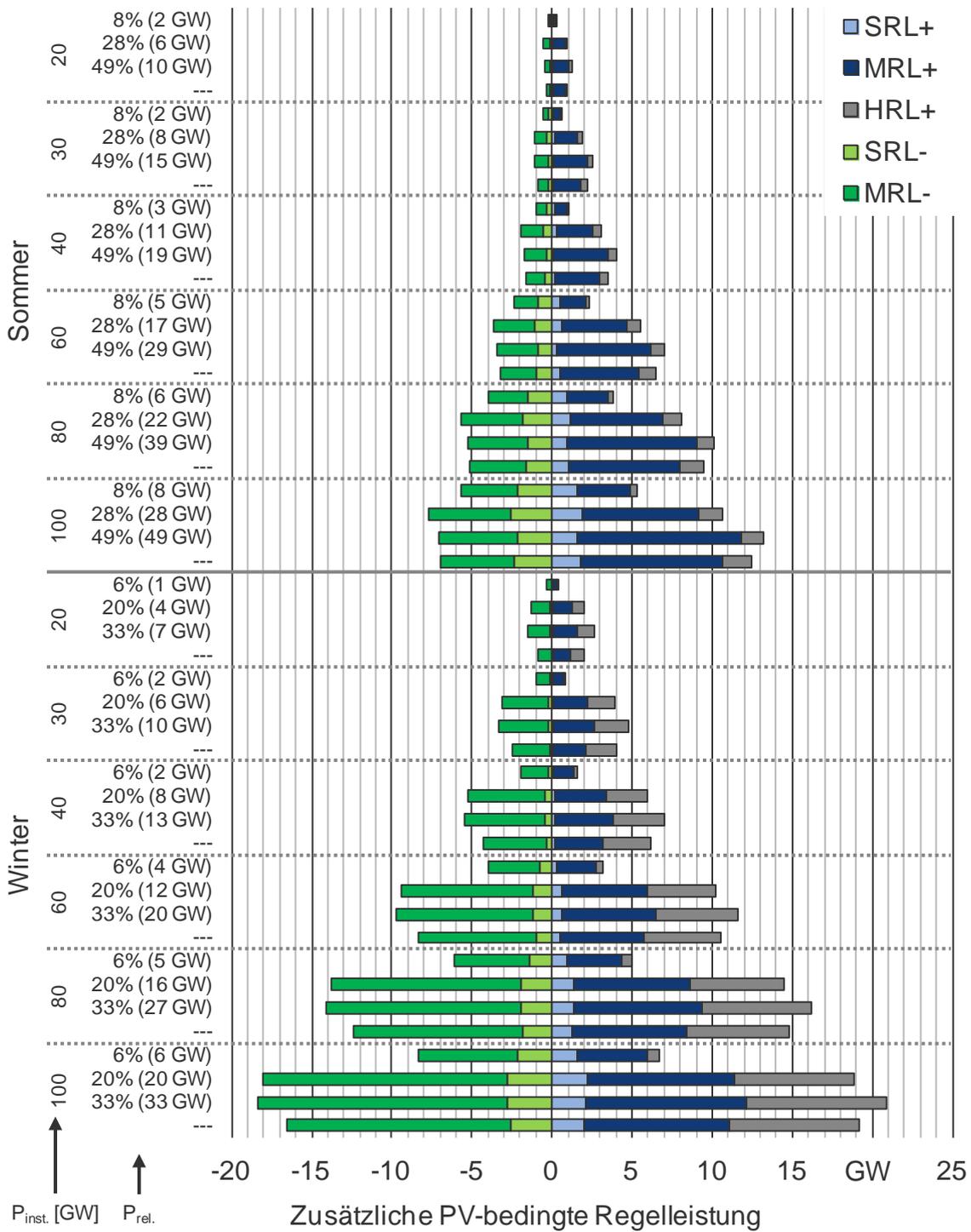


Abb. 85: Zusätzliche PV-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung und der prognostizierten PV-Einspeisung für situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung für den Planungshorizont 1 für den Schwachlastfall

Für die situationsabhängige Regelleistungsbemessung der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung ergeben sich zu den Bemessungsergebnissen der zusätzlichen windbedingten Regelleistung tendenziell äquivalente Effekte, welche bereits unter Abschnitt 4.2.7 diskutiert wurden. Beim PV-bedingten Regelleistungsbedarf liegen die Ergebnisse für die nicht-situationsabhängige Regelleistungsbemessung allerdings näher an dem höchsten situationsabhängigen Bedarf. Dieser Effekt tritt durch die breiteren Klassen prognostizierter Einspeisung bei PV-bedingter Regelleistung auf, die aufgrund einer vergleichsweise kleinen Datenbasis erforderlich war. Daher können aus diesen Ergebnissen keine eindeutigen Schlussfolgerungen gezogen werden.

Ob der situationsabhängige Regelleistungsbedarf für hohe prognostizierte PV-Einspeisungen (unter der Voraussetzung von schmalen Einspeiseklassen) deutlich größer ist als der nicht-situationsabhängige Bedarf, kann mit der verfügbaren Datenbasis nicht geklärt werden³³. Es ist jedoch denkbar, dass ein mit der Windenergie vergleichbaren Zusammenhang besteht.

Gleichwohl führt die dauerhafte Vorhaltung von Regelleistung in der Größenordnung des maximalen situationsabhängig bemessenen Bedarfs zu unnötig hohen Kosten für die Regelleistungsvorhaltung.

Der Übergang auf eine situationsabhängige Regelleistungsbemessung ist somit auch für die Photovoltaik eine Abwägung unter Berücksichtigung der systemsicherheitstechnischen und kostenmäßigen Auswirkungen eines solchen Schritts.

4.3.4 Wesentliche Ergebnisse zum PV-bedingten Regelleistungsbedarf

Durch den Ausbau der Photovoltaik steigt der Regelleistungsbedarf. Jedoch ist der zusätzliche PV-bedingte Regelleistungsbedarf ebenso stark situationsabhängig, d. h. er hängt von der Höhe der prognostizierten PV-Leistung ab. Zudem kann der zusätzliche, PV-bedingte Regelleistungsbedarf durch die Verbesserung der Prognosegüte stark verringert werden. Allerdings ist hier zu beachten, dass bei den Berechnungen für die zusätzliche PV-bedingte Regelleistung eine vergleichsweise kleine Datenbasis vorliegt und die Ergebnisse daher eine geringere Belastbarkeit aufweisen.

Der zusätzliche PV-bedingte Bedarf an positiver Regelleistung steigt deutlich mit der installierten und prognostizierten PV-Leistung. Durch die PV ergibt sich insbesondere eine

³³ Dies erfordert weitere Untersuchungen in einigen Jahren, um bei Vorliegen einer größeren Datenbasis, exaktere Aussagen zu treffen.

erhebliche Erhöhung des Regelleistungsbedarfs im Bereich der MRL. Durch die Auswirkungen kurzfristiger PV-Erzeugungsschwankungen steigt auch der SRL-Bedarf - anders als bei der Windenergie - erheblich mit der installierten und prognostizierten PV-Leistung an, jedoch deutlich langsamer als der MRL-Bedarf. Der Großteil des PV-bedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarfs hat somit - wie auch bei der Windenergie - eine Aktivierungszeit von mindestens 15 Minuten, d. h. es resultieren eher moderate Flexibilitätsanforderungen an die Anlagen zum Ausgleich der PV-Prognosefehler.

Der Vergleich der Bemessungsergebnisse für Winter/Sommer zeigt einen deutlich höheren Regelleistungsbedarf im Winter aufgrund schlechter prognostizierbarer, für die PV-Einspeisung besonders relevanter Wetterereignisse (z. B. Nebel, Schnee). Im Winter weisen derzeit auch die kurzfristigen Prognosen noch deutliche Unterschätzungen der PV-Erzeugung (größerer Bedarf an negativer SRL und MRL) auf. Im Sommer weisen derzeit die kurzfristigen Prognosen deutliche Überschätzungen der PV-Erzeugung (größerer Bedarf an positiver SRL und MRL) auf. Der Bedarf an positiver SRL und MRL befindet sich im Winter und Sommer auf ähnlichem Niveau. Die Ergebnisse für den Bedarf an positiver Regelleistung legen den Schluss nahe, dass im Winter bei der Day-ahead-Prognose zwar deutlich größere Prognosefehler auftreten als im Sommer, die Intra-day-Prognose mit einem Prognosevorlauf von 2 Stunden im Winter und im Sommer jedoch eine ähnliche Prognosegüte in Bezug auf die positive Regelleistung aufweisen.

Die mittelfristig absehbaren Prognosefehler, d. h. die Prognosefehler, die mit den genaueren Kurzfristprognosen (z. B. 2 Stunden im Voraus) absehbar sind, können - so wie heute üblich - durch Intraday-Handel ausgeglichen werden. Dafür muss der Intraday-Handel auch bei steigendem Ausgleichsbedarf eine ausreichende Liquidität bieten. Somit kann vor allem im Winter ein erheblicher Anteil des zusätzlichen Regelleistungsbedarfs (in dieser Studie als positive Stundenreserve/ HRL ermittelt) vermieden werden. Lediglich die auch mit den genaueren kurzfristigen Prognosen nicht vermeidbarer Prognosefehler der PV-Einspeisung erfordern die Vorhaltung ausreichender SRL und MRL. Die schlechtere Day-Ahead-Prognosegüte im Winter kann somit durch Intraday-Handel kompensiert werden.

Eine - organisatorisch und hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit ohnehin problematisch erscheinende - Verkürzung der Ausschreibungsvorlaufzeit von Day-Ahead auf wenige Stunden kann ebenso wie bei der Windenergie den Bedarf an vorzuhaltender SRL und MRL nur geringfügig verringern. Eine Verkürzung der Ausschreibungsvorlaufzeit ist

daher auch für die PV nicht notwendig, wenn neben der Day-Ahead-Prognose - wie es heute bereits üblich ist - auch Intraday-Prognosen bei der Ausschreibung berücksichtigt werden und die damit mittelfristig absehbaren Prognosefehler durch Intraday-Handel ausgeglichen werden.

Zusätzlich zu den beschriebenen Basisuntersuchungen wurden die Ergebnisse durch weitere Sensitivitätsanalysen vertieft:

Die Untersuchung der Lastabhängigkeit des Regelleistungsbedarfs zeigt vergleichsweise geringe Auswirkungen des Lastniveaus auf den zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf.

Die unterstellte, möglichst realistisch abgeschätzte zukünftig mögliche Prognosegüte führt gegenüber den Regelleistungsbemessungen mit der heutigen Prognosegüte über alle installierten PV-Leistungen und prognostizierten PV-Einspeisungen zu einer Reduktion des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs von ca. 40 %. Der relative Anteil der durch Kurzfristhandel ausgleichbaren Bilanzabweichungen verändert sich durch die unterstellte Prognoseverbesserung nur unwesentlich.

Die Ergebnisse für den Vergleich einer nicht-situationsabhängigen mit einer situationsabhängigen Regelleistungsbemessung zeigen zwar bei hohen installierten PV-Leistungen einen erheblichen Unterschied im Regelleistungsbedarf. Bei nicht-situationsabhängiger Bemessung liegt der Regelleistungsbedarf - anders als bei der Windenergie - deutlich näher am maximalen Regelleistungsbedarf der situationsabhängigen Bemessung. Aufgrund der vergleichsweise kleinen Datenbasis können aus diesen Ergebnissen jedoch keine eindeutigen Schlussfolgerungen, insbesondere in Bezug auf die Systemsicherheit, gezogen werden. Dennoch könnte ein Übergang hin zu einer situationsabhängigen Bestimmung des zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarfs auch aus Kostengründen (Vermeidung einer sehr hohen unnötigen Vorhaltung von Regelleistung über große Zeiträume) sinnvoll sein.

4.4 Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die Szenarien beschrieben, die den kombinierten Einfluss von Windenergie und Photovoltaik berücksichtigen.

Dabei wurde – basierend auf der aktuellen installierten Wind- und PV-Leistung in Deutschland – für das Szenario A (30 GW Onshore-Wind und 30 GW PV) von der heutigen Prognosegüte und heutiger Anlagentechnik sowie für alle weiteren Szenarien, die einen in der Zukunft liegenden möglichen Ausbau darstellen, von zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik ausgegangen (siehe Abschnitt 3.4).

Bei der Interpretation der Bemessungsergebnisse und insbesondere beim Vergleich mit den Ergebnissen zum Onshore-Wind-bedingten Regelleistungsbedarf ist zu berücksichtigen, dass die verfügbare Datenbasis für die Prognosefehlerverteilungen der Offshore-Windenergie und der Photovoltaik einen deutlich geringeren Umfang aufweist. Die Belastbarkeit der hier dargestellten Ergebnisse ist daher geringer.

An dieser Stelle sei nochmal darauf hingewiesen, dass die Bemessungsergebnisse aufgrund der unterstellten Unkorreliertheit der beiden Einflüsse tendenziell eine obere Abschätzung des tatsächlichen von Wind und PV verursachten Regelleistungsbedarfs abbilden (siehe Abschnitt 3.4). Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die im Folgenden dargestellten Bemessungsergebnisse nicht unmittelbar mit dem Regelleistungsbedarf, der sich aus der heutigen Netzbetriebspraxis ergibt, verglichen werden können. Gründe dafür sind die abweichende Datenbasis im Bereich der PV-Erzeugung (Betrachtung ausschließlich von Tagstunden, Unterteilung in Sommer/Winter) als auch die vergleichsweise kleine Datenbasis zur Parametrierung der Offshore-Wind- und PV-bezogenen Einflussgrößen.

4.4.1 Ergebnisse und Wirkungszusammenhänge

Planungshorizont 1

Die Ergebnisse zum zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wind- und PV-bedingten Einflüssen zeigen grundsätzlich ähnliche Zusammenhänge für die isolierte Betrachtung von Windenergie und Photovoltaik.

Abb. 86 zeigt die Bemessungsergebnisse für den zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf für den Schwachlastfall und Planungshorizont 1 in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik.

Der Vergleich der Bemessungsergebnisse für die Sommer- und Wintermonate zeigt zunächst einen deutlich geringen Einfluss der PV-Erzeugung auf den Regelleistungsbedarf als bei alleiniger PV-Berücksichtigung. Bei der hier durchgeführten gemeinsamen Berücksichtigung von Wind und PV resultiert daher ein für Sommer und Winter relativ ähnlichen Regelleistungsbedarf. Dabei ist

jedoch zu berücksichtigen, dass bei der Datenbasis zur Parametrierung der windbedingten Einflussgrößen keine Unterteilung nach Sommer und Winter vorgenommen wurde³⁴. Der ermittelte Regelleistungsbedarf für Sommer und Winter resultiert daher immer aus einer Kombination der Winddaten für das gesamte Jahr mit den PV-Daten für jeweils Sommer und Winter. Der ermittelte Regelleistungsbedarf bildet daher keine Abhängigkeit der Regelleistung von ggf. vorhandenen saisonalen Unterschieden der windbedingten Einflussgrößen ab.

³⁴ Für die Einspeiseklasse mit der größten prognostizierten Leistung wären anderenfalls zu wenige Datenpunkte verfügbar.

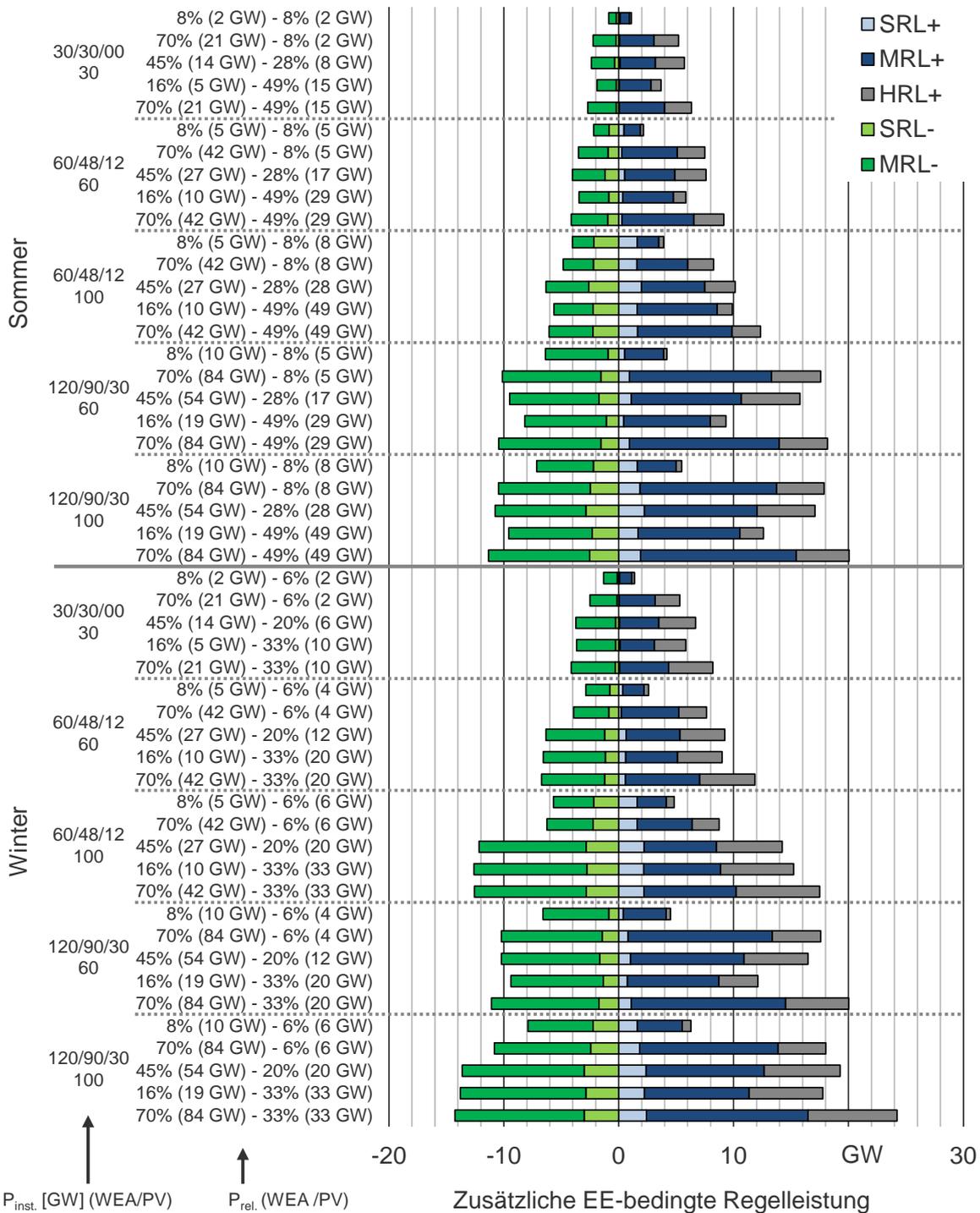


Abb. 86: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 1 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV)

Wie bereits bei der separaten Betrachtung der Wind- und PV-Auswirkungen, steigt der Regelleistungsbedarf mit der installierter Wind- und PV-Leistung. Dabei kommt es durch die teilweise Kompensation von Wind- und PV-bedingten Bilanzabweichungen bei gemeinsamer Berücksichtigung von Wind und PV jedoch nicht zu einer einfachen additiven Überlagerung des jeweils separat für Wind und PV bestimmten Regelleistungsbedarfs. Der gemeinsame Regelleistungsbedarf ist daher geringer als die Summe der einzelnen Regelleistungsbedarfe für Wind und PV. Vielfach ist der gemeinsame Regelleistungsbedarf nur unwesentlich größer als der jeweils größere einzelne Regelleistungsbedarf von Wind oder PV. Zur Verdeutlichung des beschriebenen Effektes sind in Abb. 87 drei Szenarien zum Regelleistungsbedarf jeweils bei gleichzeitiger Betrachtung von Wind und PV sowie der separaten Betrachtung der entsprechenden installierten und prognostizierten Leistungen von Wind bzw. PV gegenübergestellt.

Der Vergleich des ermittelten Regelleistungsbedarfs über der relativen EE-Erzeugung in Abb. 86 liefert weitere Erkenntnisse. Zunächst fällt auf, dass bei Vorliegen von niedriger Wind- als auch PV-Erzeugung (8 %/ 8 % bzw. 8 %/ 6 % relative Erzeugung) ein deutlich asymmetrischer Regelleistungsbedarf der GRL resultiert. So muss bereits bei dieser geringen relativen EE-Erzeugung und zugleich hoher installierter Leistung vergleichsweise viel negative Regelleistung vorgehalten werden, während der Bedarf an positiver Regelleistung vergleichsweise gering ist. Umgekehrt liefert die Kombination gleichzeitig hoher Wind- als auch PV-Erzeugung einen hohen und nun nahezu symmetrischen Bedarf an positiver und negativer Regelleistung. Schließlich ist auffällig, dass der Bedarf an negativer Regelleistung weniger abhängig von der relativen EE-Erzeugung ist als der Bedarf an positiver Regelleistung – der Bedarf verändert sich auch bei hoher Wind- und/oder PV-Erzeugung wesentlich weniger als bei isolierter Betrachtung von Wind und PV.

Schließlich zeigt der Verlauf des SRL-Bedarfs über die betrachteten Kombinationen von installierter EE-Leistung und prognostizierter EE-Erzeugung, dass der Effekt einer deutlichen Zunahme des SRL-Bedarfs in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung auch bei einer mit Wind kombinierten Betrachtung besteht. Der Einfluss besonders der PV-Gradienten auf den SRL-Bedarf zeigt sich in Abb. 86 deutlich. Jedoch steigt der SRL-Bedarf deutlich langsamer als der MRL-Bedarf.

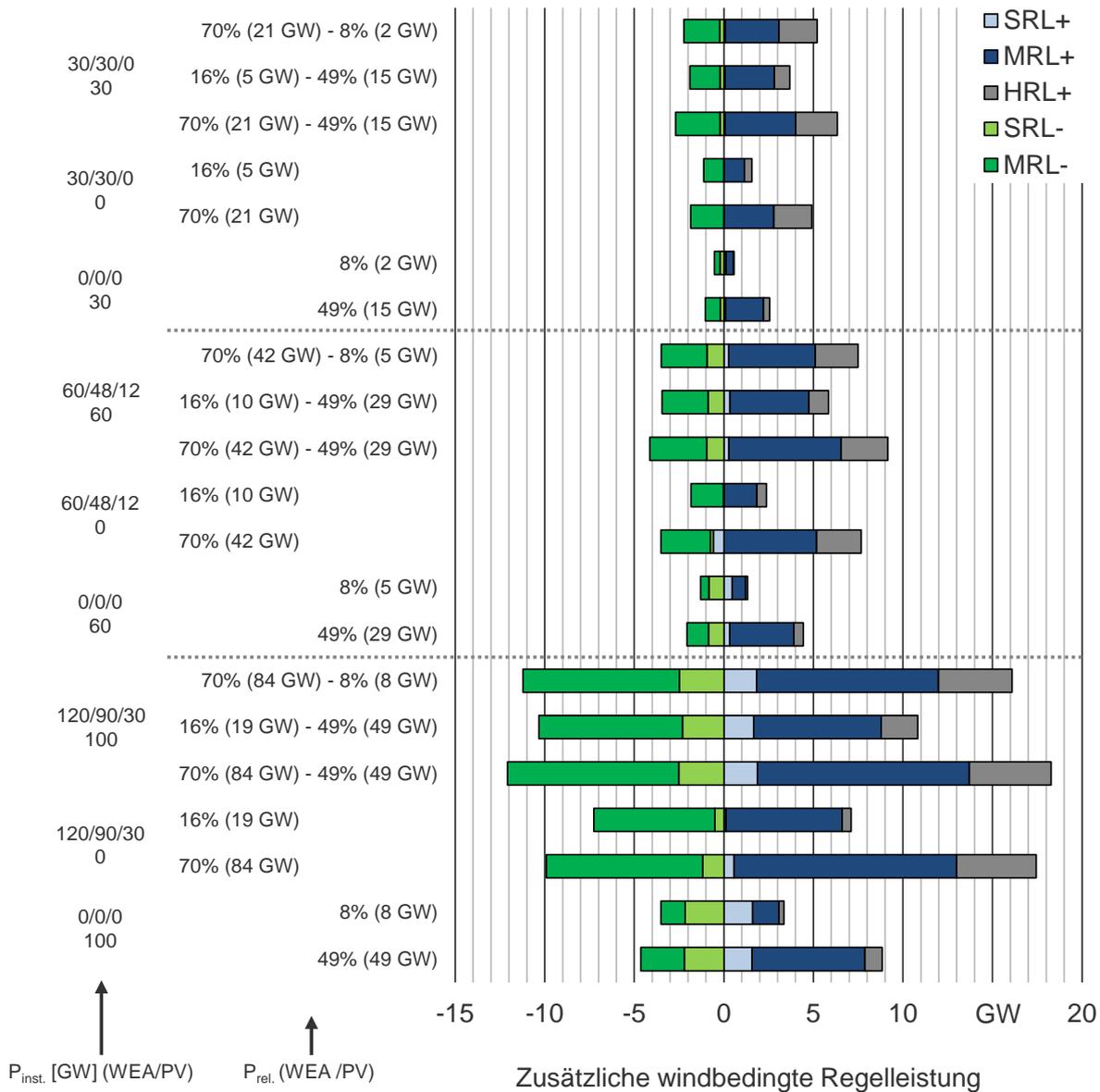


Abb. 87: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 1 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV) im Vergleich zwischen Kombination Wind und PV zur separaten Betrachtung von Wind bzw. PV

Planungshorizont 2

Abb. 88 zeigt die Bemessungsergebnisse für den zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf für den Schwachlastfall und Planungshorizont 2 in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik.

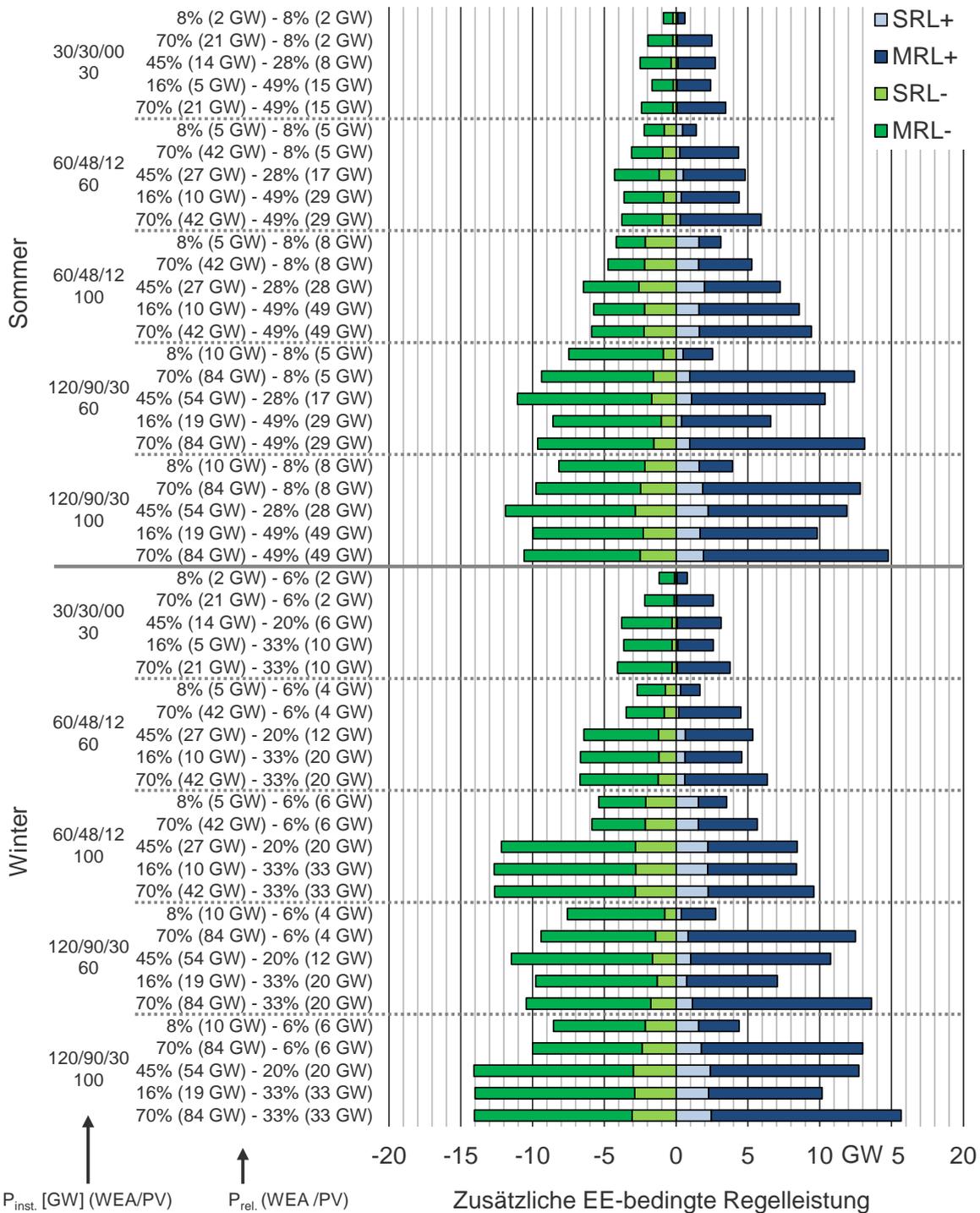


Abb. 88: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 2 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV)

Die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 unterscheiden sich zum Planungshorizont 1 im Wesentlichen durch den Wegfall der HRL+, die Ergebnisse für SRL, MRL und GRL sind weitgehend gleich. Die Ergebnisse für den Planungshorizont 2 liefern im Vergleich zu Abb. 86 keine zusätzlichen Erkenntnisse.

4.4.2 Wesentliche Ergebnisse zum Regelleistungsbedarf für Wind und PV

Die Ergebnisse zum zusätzlichen EE-bedingten Regelleistungsbedarf bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wind- und PV-bedingten Einflüssen zeigen grundsätzlich ähnliche Zusammenhänge wie für die isolierte Betrachtung von Windenergie und Photovoltaik.

Wie bereits bei der separaten Betrachtung der Wind- und PV-Auswirkungen, steigt der zusätzliche EE-bedingte Regelleistungsbedarf mit der installierter und prognostizierten Wind- und PV-Leistung. Bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wind und PV besteht jedoch - anders als für die isolierte Betrachtung von PV - ein relativ ähnlicher Regelleistungsbedarf für Winter- und Sommermonate.

Bei gemeinsamer Berücksichtigung von Wind und PV kommt es durch die teilweise Kompensation von Wind- und PV-bedingten Bilanzabweichungen jedoch nicht zu einer einfachen additiven Überlagerung des jeweils separat für Wind und PV bestimmten Regelleistungsbedarfs. Der gemeinsame Regelleistungsbedarf ist daher geringer als die Summe der einzelnen Regelleistungsbedarfe für Wind und PV. Vielfach ist er nur unwesentlich größer als der jeweils größere einzelne Regelleistungsbedarf von Wind oder PV.

Allerdings ist hier zu beachten, dass für die Offshore-Windenergie und die Photovoltaik eine vergleichsweise kleine Datenbasis vorliegt und die Ergebnisse daher eine geringere Belastbarkeit aufweisen. Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, die Ergebnisse dieser Studie neu einzuordnen, bzw. zu aktualisieren, wenn bezüglich der Offshore-Windenergie und der Photovoltaik eine verbesserte Datenbasis zur Verfügung steht.

4.5 Verringerung des Bedarfs an negativer Regelleistung

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Detailergebnisse der Regelleistungsbemessungen zeigen für die einzelnen Planungshorizonte einen im Vergleich zu heute z. T. deutlich höheren Bedarf an negativer Regelleistung. Bei der Interpretation ist jedoch zu berücksichtigen, dass der ermittelte Bedarf an zusätzlicher EE-bedingter negativer Regelleistung prinzipiell kein

Problem darstellt, da dieser durch eine geeignete Betriebsweise der WEA- und PV-Anlagen mittels Abregelung der Einspeiseleistung vermieden werden kann.

Bei einem Bilanzüberschuss und einem damit verbundenen Bedarf zur Bereitstellung von negativer Regelleistung ist eine Verminderung der aktuellen Einspeiseleistung oder Erhöhung des Verbrauchs notwendig.

Der zusätzliche windbedingte Bedarf an negativer Regelleistung resultiert aus einer Einspeisung der Windenergie- oder PV-Anlagen, die größer als die prognostizierte bzw. eingeplante Leistung ist. Solche Bilanzüberschüsse können auch durch eine Abregelung der Windenergie oder PV-Einspeisung auf den Wert der Fahrplananmeldung ausgeglichen werden. Daher ist es möglich, den durch die Windenergie- und PV-Anlagen verursachten Bedarf an zusätzlicher negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise, d. h. eine Begrenzung der Einspeisung auf den Wert der Fahrplananmeldung, und somit durch die Windenergie- und PV-Anlagen selbst zu vermeiden.

Unter der Annahme der Regelbarkeit aller Windenergie- und PV-Anlagen durch den ÜNB (analog zum Einsatz von Regelleistung)³⁵ ist es grundsätzlich möglich, dass die Vorhaltung negativer Regelleistung um die Höhe der zum Bemessungszeitpunkt prognostizierten Einspeisung der Windenergie- und PV-Anlagen vermindert werden kann, ohne dass eine größere Defizitwahrscheinlichkeit bei negativer Regelleistung resultiert.

³⁵ Regelbarkeit meint in diesem Falle sowohl die technischen als auch die prozessualen und kommerziellen Voraussetzungen zum Eingriff in die Windenergieeinspeisung. Die Kompatibilität z. B. mit den Mechanismen des Regelenenergiemarkts war ausdrücklich nicht Bestandteil der Untersuchung

5 Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke

Im vorhergehenden Kapitel wurde der Regelleistungsbedarf in Abhängigkeit von der Einspeisung aus Windenergieanlagen und PV-Anlagen dargestellt. Ziel der Analysen dieses Kapitels ist nun herauszufinden, wie der Regelleistungsbedarf durch den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark sowie durch Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen optimal gedeckt werden kann. Kurzfristige Leistungsungleichgewichte im elektrischen Versorgungssystem, welche durch Regelleistungsbereitstellung kompensiert werden müssen, können entweder auf Erzeuger- oder auf Nachfrageseite aufgefangen werden. Auch wenn im Folgenden nur der Bedarf an Flexibilität für die Bereitstellung von Regelleistung untersucht wird, so besteht doch zugleich ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite für das Ausgleichen der (planbaren) Schwankungen der Residuallast.

Den größten Anteil an der Bereitstellung von Regelleistung hatten bisher konventionelle Erzeugungseinheiten in Form von thermischen Kraftwerken und Pumpspeichern. Auch für die Zukunft kann davon ausgegangen werden, dass im elektrischen Versorgungssystem solche Einheiten mit ihren technischen Charakteristika zur Verfügung stehen und Regelleistung bereitstellen werden. Da jedoch die kurzfristige großtechnische Umsetzung von alternativen Speichertechnologien sowohl aus technischen als auch wirtschaftlichen Gründen nicht absehbar ist, werden als verfügbare Speicher im Folgenden nur die auch bisher für die Bereitstellung von Regelleistung relevanten Pumpspeicherkraftwerke betrachtet.

Zusätzlich kann durch eine geeignete Betriebsweise regelbarer Erneuerbarer Energien der durch sie verursachte zusätzliche Bedarf an negativer Regelleistung vermeiden werden. Umgesetzt werden kann dies durch eine Regelung mit Hilfe von Leistungselektronik bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen oder eine mechanische Pitchregelung bei Windenergieanlagen. Auch positive Regelleistung kann bei einer dauerhaft gedrosselten Fahrweise dieser Anlagen erbracht werden. Hierdurch wird allerdings permanent ein Teil der möglichen regenerativen Erzeugungsleistung nicht genutzt, weshalb diese Möglichkeit im Folgenden nicht weiter betrachtet wird.

Auf Nachfrageseite kann durch Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) in Form von Lastverschiebungen, Lastreduktion und das Einschalten zusätzlicher Lasten zur Erzeugung von Gas (Power-to-Gas, P2G) oder Wärme (Power-to-Heat, P2H) ebenfalls kurzfristig die Systembilanz ausgeglichen werden. Für die im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien mit einem starken Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass Laststeuerung (insbesondere als P2H) teilweise bereits eingesetzt wird, um überschüssige Erzeugung

in das System zu integrieren, statt diese abzuschalten. Im Rahmen dieser Untersuchungen werden Laststeuerungsmaßnahmen zur Regelleistungsbereitstellung am Beispiel von Power-to-Heat betrachtet.

Es werden die folgenden vier Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität im elektrischen Versorgungssystem betrachtet³⁶:

- Thermische Kraftwerke
- Speicher
- EE-Regelung
- Lastmanagement

Im Rahmen dieser Studie wird ein Fokus auf die Erzeugerseite (1-3) gelegt. Um die Auswirkung unterschiedlicher Kraftwerkstypen und der Zusammensetzung des Kraftwerksparks auf die Bereitstellung vorgegebener Regelleistung zu untersuchen, werden im Folgenden zunächst die technischen Einschränkungen bei der Bereitstellung von Regelleistung von thermischen Kraftwerken und Pumpspeichern hergeleitet.

5.1 Flexibilitätseigenschaften thermischer Kraftwerke

Es wird zunächst analysiert, wie viel Regelleistung ein Block eines Kraftwerkstyps bereitstellen kann. Dieser Wert ist, wie in Abb. 89 beispielhaft dargestellt, abhängig von der aktuell eingespeisten Wirkleistung des entsprechenden Kraftwerks. Es ist hierbei anzumerken, dass die technischen Eigenschaften eines Kraftwerksblocks von Baujahr und technischer Umsetzung abhängig sind, so dass hier in diesem Beispiel nur pauschalisierte Zahlenangaben für Flexibilitätseigenschaften basierend auf Literatur- und Recherchewerten angegeben werden.

³⁶ Zusätzliche Flexibilität kann grundsätzlich auch durch einen Netzausbau erschlossen werden. Hierdurch können zusätzliche Erzeugungseinheiten erschlossen werden, die vorher aufgrund von Netzengpässen nicht zur Verfügung standen. Ebenso ist besserer ein Ausgleich von Leistungsschwankungen oder Prognosefehler von Last und erneuerbaren Energien über einen größeren Systembereich möglich. Diese Option wird im Rahmen dieser Untersuchungen nicht weiter betrachtet.

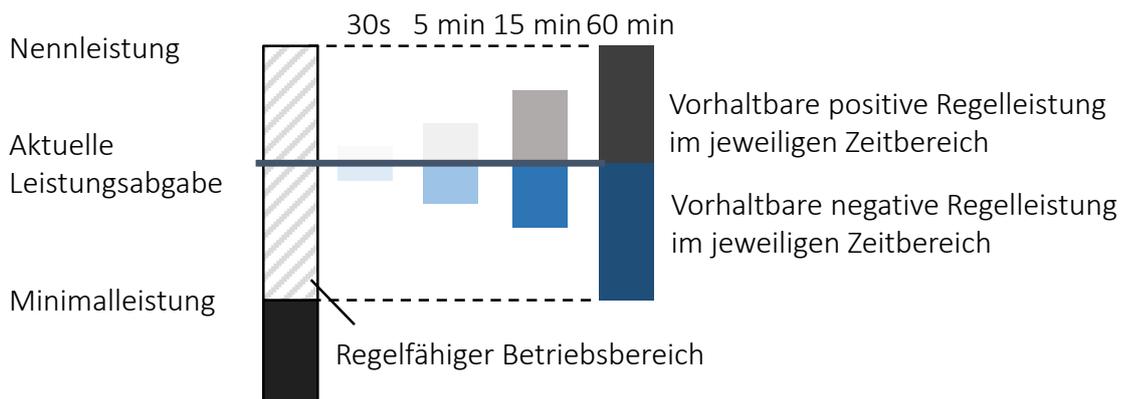


Abb. 89: Abhängigkeit des Regelbandes von aktueller Leistungsabgabe

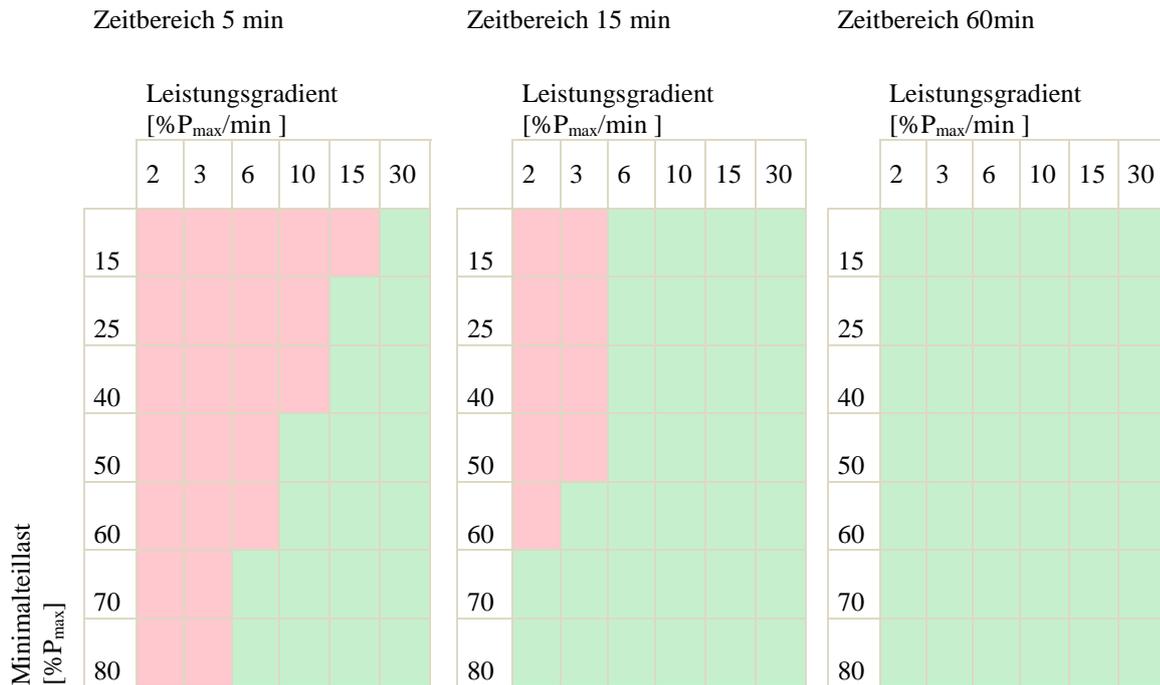
Die Wirkleistungsabgabe ist auf Grund der Anlagenauslegung nach oben durch eine Maximalleistung, die Nennleistung des Kraftwerks, und bedingt durch die thermodynamischen Eigenschaften von Dampferzeugung und Befuerung nach unten durch eine minimale Leistungsabgabe im regel-fähigen Betrieb (Minimalteilast) beschränkt. Speist das Kraftwerk beispielsweise mit seiner ma-ximalen Leistung ein, so kann es zwar keine positive, dafür aber ein Maximum an negativer Re-gelreserve bereitstellen und vice versa für positive Regelreserve. Ältere Kern- und Kohlekraft-werke weisen Minimalleistungen von 60 % der maximalen Einspeiseleistung (P_{max}) auf, aktuelle flexiblere Kohle- und Gaskraftwerke können bis auf üblicherweise ca. 40 % der Nennleistung her-untergefahren werden. Neuste Kraftwerke und Motorkraftwerke können teilweise sogar auf nur 15 % ihrer Nennleistung gedrosselt werden. Zudem kann innerhalb eines Zeitbereichs nicht belie-big die Leistungsabgabe verändert werden, sondern wird durch eine maximale Leistungsände-rungsgeschwindigkeit (Leistungsgradienten) beschränkt.

Die Erbringung von Primärregelreserve muss dabei innerhalb von 30 s vollständig möglich sein, so dass hier im Gegensatz zu den im Zeitbereich mehrerer Minuten erbringbaren Sekundärregel- und Minutenreserve die schnelle Aktivierung der Leistung aus dem Dampfspeichervermögen oder Kondensat-Stopp und nicht durch eine Anpassung der Feuerungswärmeleistung erbracht wird. Für Primärregelreserve wird deshalb als Abschätzung angenommen, dass pauschal 5 % der Kraft-werksnennleistung hierfür zur Verfügung stehen.

Für Sekundärregel-, Minuten- und Stundenreserve³⁷ ergibt sich die maximal mögliche Regelleistung aus dem Leistungsgradienten, der üblicherweise als auf die Nennleistung bezogene Leistungsänderung innerhalb einer Minute angegeben wird, sowie der Minimalteillast. Es wird hier als Näherung angenommen, dass in den relevanten Zeitbereichen der Leistungsgradient konstant ist. In Tab. 8 ist die Beschränkung des regelfähigen Bereiches in Abhängigkeit von vordefinierten Leistungsgradienten in den drei relevanten Zeitbereichen dargestellt. Auf der x-Achse ist ansteigend der Leistungsgradient dargestellt und auf der y-Achse sind nach unten ansteigend die Minimalleistungen des entsprechenden Kraftwerksblocks aufgetragen. Eine rote Färbung zeigt an, dass die maximal mögliche Regelleistung hier durch den Leistungsgradienten beschränkt, d. h. kleiner als die Differenz aus Maximalleistung und Minimalteillast ist, wobei innerhalb des zu erreichenden Leistungsbandes auch eine Reservestellung möglich ist. Eine niedrigere Minimalteillast bedeutet zugleich einen größeren regelfähigen Bereich, so dass ein höherer Leistungsgradient zum vollständigen Durchfahren innerhalb eines definierten Zeitbereichs notwendig ist.

³⁷ Sekundärregelung muss innerhalb von 5 Minuten mit voller Leistung verfügbar sein, Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten und Stundenreserve innerhalb von 60 Minuten.

Tab. 8: Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes durch Leistungsgradienten



Im Stundenbereich existiert bei gängigen Leistungsgradienten keine Begrenzung der Leistungsabgabe. Für Gradienten von mindestens 6 %P_{max}/min findet keine Beschränkung der Minutenreserve statt und für mindestens >17 %P_{max}/min keine Begrenzung der Sekundärregelreserve. Im Folgenden werden Leistungsgradienten in Höhe von 3, 6, 10 und 30 %P_{max}/min untersucht.

Für jeden Kraftwerkstyp lässt sich somit ein *freies Regelband* für die jeweiligen Regelleistungsqualitäten in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung angeben. Zudem unterscheiden sich Kraftwerke hinsichtlich ihrer Anfahrzeiten. Gasturbinen können innerhalb von 15 Minuten auf Nennleistung angefahren werden und dementsprechend aus dem Stillstand Minutenreserve erbringen. Motorkraftwerke, wie bereits heute schon in Biomassekraftwerken, kleinen KWK-Anlagen oder Netzersatzanlagen eingesetzt, können innerhalb 3 bis 5 Minuten auf Nennleistung angefahren werden und dementsprechend sowohl Sekundärregelleistung als auch Minutenreserveleistung aus dem Stillstand zur Verfügung stellen. Das Abfahren dieser Kraftwerke kann schneller durchgeführt werden. Daher ist eine negative Regelleistungsbereitstellung in diesen Zeitbereich ebenfalls möglich, da nach Regelleistungsleistungserbringung wieder ein schnelles Anfahren der Anlagen durchgeführt werden kann. Große Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke können in der Regel nicht innerhalb von einer Stunde angefahren werden, so dass eine Vorhaltung von Stundenreserve durch diese nicht möglich ist. Somit hat die notwendige Anfahrzeit auch einen Einfluss auf die mögliche Regelleistungsvorhaltung.

Die Reservestellung einer Anlage wird zwar durch deren Maximalleistung beschränkt, für ein Erzeugungssystem ist die Größe der jeweiligen Kraftwerksblöcke (bei einer Unabhängigkeit der sonstigen technischen Parameter von der Blockgröße) jedoch nicht maßgebend. Technische Kenngrößen werden üblicherweise auf die Nennleistung bezogen, so dass diese Werte mit einer zunehmenden Blockgröße skalieren. Unterschiede ergeben sich nur dann, wenn der optimale Einsatz des letzten eingeschalteten Blockes gerade zwischen Null und seiner Minimalleistung liegt. In diesem Fall muss mindestens die Minimalleistung eingespeist werden, die bei größeren Blöcken absolut höher liegt. Dieser Unterschied ist jedoch hier vernachlässigbar, so dass für die folgenden Untersuchungen Kraftwerksblöcke mit einer Nennleistung von 500 MW angenommen werden.

Die wesentlichen Flexibilitätseigenschaften für die Regelleistungsvorhaltung sind dementsprechend:

- Minimalteillast
- Leistungsgradient
- Anfahrtszeit

Falls in einem konventionellen Kraftwerksblock Regelleistung vorgehalten werden soll, muss mit Ausnahme von schnellstartenden Motor- oder Gasturbinenkraftwerken eine Wirkungsleistungsabgabe stattfinden (d. h. eine Einspeisung mindestens in Höhe der Minimalteillast), so dass für eine vorgegebene Regelleistungsvorhaltung in einem System eine notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung von diesen Kraftwerken resultiert. Diese ist abhängig von den technischen Eigenschaften. Eine niedrigere Minimalteillast führt zu einem höheren Regelbereich und damit zu einer geringeren notwendigen Anzahl von Kraftwerken am Netz, ein hoher Leistungsgradient schränkt die Leistungsabgabe in kurzen Zeitbereichen weniger stark ein und eine kurze Anfahrtszeit (kleiner 15 Minuten für Minutenreserve und kleiner 5 Minuten für Sekundärregelleistung) ermöglicht die Regelleistungsstellung aus dem Stillstand, so dass weniger Erzeugungsleistung am Netz sein muss.

5.2 Flexibilitätseigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke bestehen aus einem Ober- und Unterbecken, die bei Speicherkraftwerken mit einem Turbinensatz und bei Pumpspeicherkraftwerken mit einer Pumpe bzw. zusätzlich einem Pumpensatz verbunden sind. Pumpspeicherkraftwerke set-

zen sich im Allgemeinen aus mehreren, unabhängig voneinander einsetzbaren Blöcken zusammen. Gegenüber thermischen Erzeugungsanlagen besitzen hydraulische Kraftwerke wesentlich höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und deutlich geringere Anfahrzeiten, da sie keine thermodynamischen Einschränkungen beim Betrieb aufweisen. Daher kann der gesamte Leistungsbereich der Anlagen in wenigen Minuten durchfahren werden. Wesentliche Anteile der Regelleistung, insbesondere der Sekundärregel- und Minutenreserve, werden heute deshalb durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt.

Pumpspeicherkraftwerke stellen momentan die einzige wirtschaftliche Technologie zur Speicherung elektrischer Energie dar und stehen in Deutschland mit einer installierten Leistung von 9,3 GW zur Verfügung. Hierin sind Pumpspeicher in Luxemburg und Österreich inbegriffen, die jedoch direkt an das deutsche Netzgebiet angeschlossen sind und dem Netzregelverbund angehören. Grundsätzlich kann Regelleistung auch mit alternativen Speichertechnologien wie Batterien vorgehalten werden. Diese sind auf Grund ihrer elektrochemischen Eigenschaften sehr schnell ansteuerbar und können alle Regelleistungsqualitäten vorhalten. Im Rahmen dieser Studie sollen jedoch explizit nur die im aktuellen Erzeugungssystem bereits vorhandenen (Pump-)Speicher betrachtet werden.

Der Leistungsbereich und die Regelfähigkeit von Pumpspeichern werden durch den verwendeten Maschinentyp beeinflusst, wobei zwischen Synchronmaschinen, Asynchronmaschinen und einem Dreimaschinensatz unterschieden wird. In Abb. 90 ist im oberen Teil der Leistungsbereich der Turbine und im unteren Teil der Pumpe eines Pumpspeichers in Abhängigkeit des realisierten Maschinentyps dargestellt.

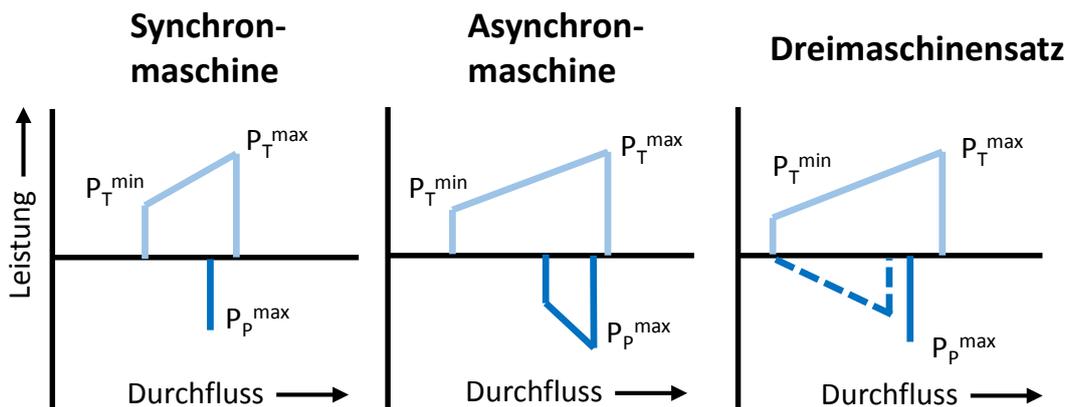


Abb. 90: Maschinentypen von Pumpspeicherkraftwerken

Die Synchronmaschine zeichnet sich durch einen diskreten Pumpenbetrieb aus, bei dem lediglich eine Erbringung der Maximalleistung möglich ist und kein Regelband durchfahren werden kann. Dahingegen ist im Turbinenbetrieb ein Bereich zwischen einer Mindest- und Maximalleistung regelbar. Die Minimalleistung liegt typischerweise bei relative hohen 30 % der installierten Leistung. Ein hydraulischer Kurzschluss, bei dem gleichzeitig gepumpt und turbiniert wird, ist innerhalb einer einzelnen Synchronmaschine nicht möglich.

Bei Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks mit einer Asynchronmaschine sind jeweils Pump- und Turbineneinsatz durch den Mindest- bzw. Maximaldurchfluss beschränkt. In diesem regelfähigen Bereich ist eine Teilnahme an allen Regelleistungsmärkten möglich. Die Pumpe ist dabei typischerweise im Bereich von 70-100 % der installierten Leistung regelbar und die Turbine hat eine geringe Minimalleistung (etwa 20 % der Nennleistung) als bei Synchronmaschinen. Innerhalb eines einzelnen Asynchronmaschinensatzes ist kein hydraulischer Kurzschluss möglich.

Eine weitere Technologieart stellt der Dreimaschinensatz dar, bei dem in einer Einheit Generator/Motor, Pumpe und Turbine kombiniert eingesetzt werden. Die drei Maschinen sind über eine gemeinsame Welle verbunden und erlauben einen hydraulischen Kurzschluss von diskreter Pumpe und regelbarer Turbine. Die Pumpe selbst kann dabei nur bei fester installierter Leistung fahren, wobei durch gleichzeitigen Turbineneinsatz eine Regelfähigkeit erreicht wird. Der Turbinensatz hat dabei eine sehr geringe Minimalleistung von etwa 10-15 % der Nennleistung und ermöglicht einen hohen regelfähigen Bereich. Im Dreimaschinensatz ist im hydraulischen Kurzschluss eine Beteiligung an allen Regelleistungspotentialen auch ohne Wirkleistungseinspeisung möglich. Um mit dieser Betriebsweise dauerhaft alle Regelleistungstypen bereitstellen zu können, ist jedoch eine kontinuierliche Leistungsaufnahme für den Pumpbetrieb in Höhe der Umwandlungsverluste (abhängig vom Wirkungsgrad der Anlage) notwendig. Somit kann der Füllstand des Oberbeckens

konstant gehalten werden. Gerade in den hier betrachteten Situationen hoher Einspeisung aus EE-Anlagen ist aber von einer stark negativen Residuallast auszugehen, in denen die überschüssige Energie hierfür genutzt werden kann.

Grundsätzlich kann bei einer anlagenübergreifenden Optimierung auch eine Kombination der beiden anderen Maschinentypen mit einem kraftwerksübergreifenden Einsatzkonzept durchgeführt werden, wobei zwischen den einzelnen Anlagen wechselnd gepumpt und turbinert wird. Durch diese Betriebsweise werden mehrere Anlagen praktisch wie in einem hydraulischen Kurzschluss betrieben³⁸. Bei dieser Anpassung der Betriebskonzepte von Pumpspeicherkraftwerken ist neben der sowieso schon vorhaltbaren Minutenreserve- und Sekundärregelleistung auch eine Bereitstellung von Primärregelleistung für den Anlagenverbund als Ganzes durchgehend möglich. Dies bewirkt zwar Verluste durch einen ungünstigen Arbeitspunkt und den permanenten Pump- und Turbinenbetrieb, welche aber insbesondere bei negativer Residuallast vertretbar sind.

Die Auswirkungen der Bereitstellung von Regelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung wird in Abschnitt 5.5 untersucht.

5.3 Bewertungsmethodik und Untersuchungsszenarien

Im Folgenden wird eine Methodik vorgestellt, mit der die Auswirkungen technischer Flexibilitäts-eigenschaften thermischer Kraftwerke auf die erforderliche regelleistungsbedingte Mindest-erzeugung bei vorgegebener Regelleistungsanforderung ermittelt werden können. Hierzu wurde ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsverfahren verwendet, welches als Zielfunktion die Minimierung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes als Summe der Einspeisung vorzugebender Kraftwerksblöcke unabhängig von deren Kostenstruktur beinhaltet. Es ist zu beachten, dass dies nicht das Ergebnis einer volkswirtschaftlich kostenoptimalen Marktsimulation darstellt, sondern eine Abschätzung der minimalen residualen konventionellen Erzeugung zur Bereitstellung der Regelleistung aus technischer Sicht ergibt.

Als Nebenbedingungen werden Minimal- und Maximalleistungen, der Leistungsgradient sowie eine mögliche Reservestellung aus dem Stillstand für jeden einzelnen Kraftwerksblock berücksichtigt. Die aus den technischen Parametern resultierende Einschränkung der Kraftwerkseinsätze wird

³⁸ Auch hier ist eine kontinuierliche Leistungsaufnahme für den Pumpbetrieb in Höhe der Umwandlungsverluste (abhängig vom Wirkungsgrad der Anlage) notwendig, um mit dieser Betriebsweise dauerhaft alle Regelleistungsarten bereitstellen zu können.

durch die Einhaltung von Reservebändern berücksichtigt, welche aus den Zeitbereichen der zu erfüllenden Regelleistungsqualitäten Primärregel- (PRL), Sekundärregel- (SRL), Minuten- (MRL) und Stundenreserve (HRL) erfolgt. Für die Untersuchungsszenarien werden Situationen mit minimaler Residuallast berücksichtigt, wobei die höchste Regelleistungsdimensionierung aus den vorher berechneten Sommer/Winter- Einspeisekombinationen gewählt wird.

Es wird so eine Minimierung der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung nach technischen Gesichtspunkten angestrebt, wobei der Fokus auf die technische Erfüllbarkeit der Regelleistungsanforderungen gelegt wird.

Optimiert wird der Kraftwerkseinsatz bei vorgegebenen, im vorhergehenden Kapitel dargestellten, Regelleistungsanforderungen. Diese berücksichtigen den zukünftigen Regelleistungsbedarf bei minimaler Residuallast für verschiedene EE-Ausbaustufen. Es werden die beiden Szenarien mit 30 GW PV und 30 GW Wind (Szenario 1) sowie 60 GW PV und 60 GW Wind (Szenario 2) aus Prognosehorizont 1 (Kombination aus Day-Ahead- und Intraday-Prognose) für die Regelleistungsbemessung betrachtet, um für diese mittelfristig erreichbaren (bzw. bereits realisierten) Ausbaustufen die Auswirkungen von unterschiedlichen Flexibilitätseigenschaften des Kraftwerksparks zu bestimmen. Zusätzlich wird als Vergleich die heutige Regelleistungsdimensionierung bewertet. Zu den für den Kraftwerkseinsatz relevanten Regelleistungsqualitäten zählen die Primär-, Sekundär-, Minutenreserve in negativer und positiver Richtung, wie auch die positive Stundenreserve. Für die Primärregelreserve wird ein pauschaler Wert von 600 MW in positive und negative Richtung für alle Untersuchungen vorgegeben.

Die untersuchten Regelleistungsbedarfs-Szenarien mit den im vorherigen Kapitel dargestellten Regelleistungsanforderungen sind in Tab. 9 dargestellt.

Tab. 9: Untersuchungsszenarien und Regelleistungsanforderungen

SZENARIO [WERTE IN GW]	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-	HRL+	PRR
S 1: 30/30/0 - 30	2,3	2,0	4,9	5,9	3,9	0,6
S 2: 60/48/12 - 60	2,9	2,9	7,1	7,6	4,9	0,6
S 3: HEUTE	2,0	2,0	2,5	2,5	-	0,6

Besonders positive und negative Minutenreserve steigen gegenüber den heutigen Werten stark an. Es ist möglich, dass der durch die dargebotsabhängigen erneuerbaren Einspeiser verursachte zusätzliche Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise der EE, d. h. durch diese selbst, vermieden werden kann. Der zusätzliche EE-bedingte Bedarf an negativer Regelleistung resultiert aus Mehreinspeisungen im Vergleich zur Fahrplananmeldung aufgrund

von Prognosefehlern. Diese Mehreinspeisung kann durch eine Regelung der erneuerbaren Einspeiser vermieden werden, so dass die Einspeisung der regenerativen Erzeugungsanlagen die zuvor vermarktete Menge nicht überschreitet (keine Fahrplanüberschreitung). Für die Umsetzung einer solchen Variante wäre daher keine Präqualifizierung der EE-Anlagen nötig.

Es werden deshalb zusätzlich zwei Sensitivitäten untersucht, in denen durch die Betriebsweise der regenerativen Einspeiser kein zusätzlicher Bedarf an negativer Regelleistung entsteht. Hierdurch reduziert sich die Anforderung an das konventionelle Erzeugungssystem zur Bereitstellung von negativer Regelleistung (entsprechend Tab. 10) auf den nicht-EE-bedingten Regelleistungsbedarf. SRL- und MRL- sind deshalb in diesen Varianten unabhängig vom EE-Ausbaustand gleich.

Tab. 10: Zusätzliche Untersuchungsszenarien mit Erbringung der gesamten negativen

SZENARIO [WERTE IN GW]	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-	HRL+	PRR
S 4: 30/30/0 – 30 (EE-RESERVE)	2,3	1,7	4,9	2,1	3,9	0,6
S 5: 60/48/12 – 60 (EE-RESERVE)	2,9	1,7	7,1	2,1	4,9	0,6

Insgesamt ergeben sich so fünf Untersuchungsszenarien, die jeweils unterschiedliche Regelleistungsanforderungen an den Kraftwerkspark stellen. Im Folgenden soll unter diesen Anforderungen für einzelne synthetische Kraftwerkstypen die Auswirkung der Variation von Flexibilitätsparametern auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung untersucht werden. Hieraus können die für die Reservestellung relevantesten Kraftwerksparameter bestimmt werden. Anschließend werden verschiedene Kraftwerksparks, bestehend aus unterschiedlich flexiblen realen Kraftwerkstypen, auf ihre regelleistungsbedingte Mindesterzeugung in den Szenarien untersucht.

5.4 Auswirkungen der Flexibilität unterschiedlicher Kraftwerkstypen auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung

Im Rahmen dieses Kapitels werden Simulationen für verschiedene synthetische Kraftwerkstypen (thermische Kraftwerke) mit Parameter-Kombinationen von Minimalteillast, Leistungsgradient und Anfahrzeit in allen fünf Regelleistungsbedarfs-Szenarien durchgeführt. Es soll so ein Zusammenhang zwischen den technischen Eigenschaften und der regelleistungsbedingte Mindesterzeugung hergeleitet werden und die wichtigsten Parameter für die Reservevorhaltung identifiziert werden. Die relevanten Parameter mit den untersuchten Ausprägungen sind in Tab. 11 dargestellt.

Tab. 11: Variationen der technischen Parameter thermischer Kraftwerke

Parameter	Variationen				Einheit
Minimalteillast	15	40	60		[%P _{max}]
Leistungsgradient	3	6	10	30	[%P _{max} /min]
Anfahrtszeit	5	15	60	> 60	[min]

Es ergeben sich $3 \times 4 \times 4 = 36$ zu untersuchende Flexibilitätsklassen (synthetische Kraftwerkstypen) für die oben dargestellten fünf Reserve-Szenarien. Es wird mit dem oben vorgestellten Ansatz nun abgeleitet, welche Leistung eines Kraftwerkstyps mindestens am Netz sein muss, um die notwendige Regelleistung in den genannten Ausbauszenarien jederzeit vollständig bereitstellen zu können.

Berechnungsbeispiel

In Abb. 91 ist beispielhaft die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung (in Rot) zunächst für das Szenario 1 (30/30/0 - 30)³⁹ sowie eine alleinige Reservestellung durch eine synthetische Kraftwerksklasse mit Anfahrzeit >60min, Leistungsgradient 30 %P_{max}/min und 15 % Minimalteillast dargestellt. Zudem ist die zu der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung gehörige Aufteilung der Reservevorhaltung aufgetragen.

Die dargestellte Kraftwerksklasse kann durch die lange Anfahrzeit keine Regelleistungsqualität im Stillstand vorhalten, sondern muss im Betrieb ein entsprechend hohes Regelband bereitstellen. In negative Richtung müssen 2,0 GW negative SRL, 5,9 GW negative MRL und 0,6 GW negative PRL bereitgestellt werden können. Durch den hohen Gradienten existiert keine Einschränkung im Zeitbereich, so dass im Betrieb nach unten mindestens 8,5 GW frei gehalten werden müssen. Nach oben müssen die Summen der positiven Regelleistung, also 11,8 GW, bereitgestellt werden können. Um diese Anforderungen erfüllen zu können, sind 48 Kraftwerksblöcke mit einer summierten Nennleistung von 24 GW notwendig. Es erscheint sinnvoll, nicht alle Blöcke in der Mitte ihres regelfähigen Bereiches fahren zu lassen, sondern einige Blöcke auf Vollast und andere auf Teillast fahren zu lassen. Die notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung aller Blöcke beträgt dabei in diesem Fall $P = 12,1$ GW. Bei einem vollständigen Regelleistungsabruf al-

³⁹ Bedeutet 30 GW Wind gesamt, 30 GW Wind onshore, 0 GW Wind offshore, 30 GW Photovoltaik

ler negativen Regelleistungsqualitäten würden alle Kraftwerke auf Teillast (15 % der Nennleistungen) fahren, also insgesamt bei 3,6 GW (in der Grafik in Dunkelblau markiert), bzw. bei vollständigem positiven Abruf auf Volllast von 24 GW.

Die Abbildung verdeutlicht, dass die negativen Regelleistungsqualitäten einen erheblichen Einfluss auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung haben, da diese (außer bei schnellstartenden Anlagen) vollständig durch am Netz befindliche Anlagen in Teillast oberhalb der Minimalteillast bereitgestellt werden muss. Zudem hat die Minimalteillast der Kraftwerke neben den möglichen Gradienten einen erheblichen Einfluss.

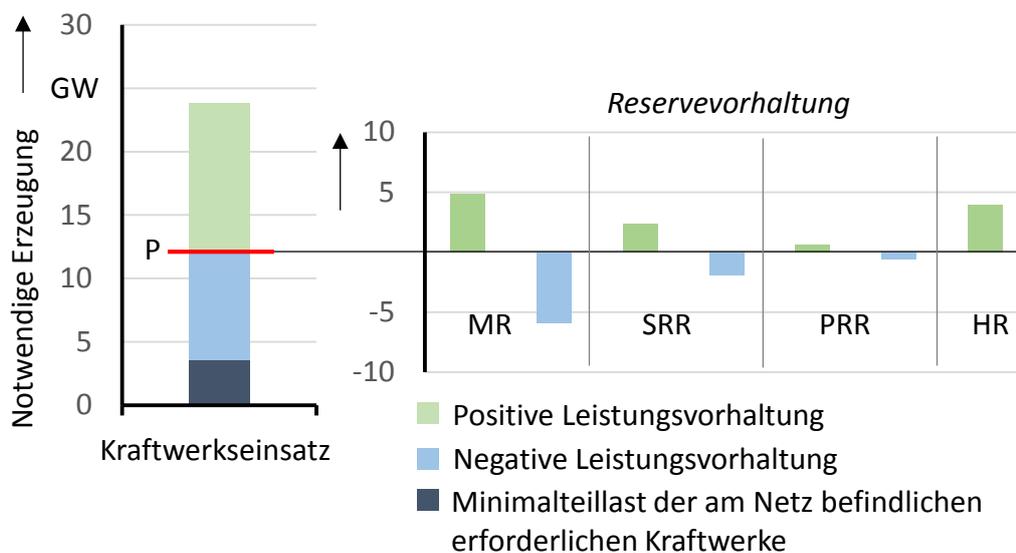


Abb. 91: Berechnungsbeispiel für Szenario 1 (30/30/0 – 30) und Kraftwerksklasse mit Anfahrzeit >60min, Leistungsgradient 30 %Pmax/min und 15 % Teillast

Variation der Minimalteillast

In Abb. 92 ist die erforderliche regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für verschiedene synthetische Kraftwerkstypen mit einer Anfahrzeit von mehr als 60 Minuten (typisch für Kohle- und Kernkraftwerke) dargestellt. Nach rechts wird der Kraftwerkspark zunächst nach Gradient und dann nach Teillastfähigkeit variiert.

Gegenüber der oben ausgeführten Variante für das Szenario 1 (30/30/0 – 30) sind in Szenario 2 (60/48/12 – 60) höhere Regelleistungsanforderungen definiert. Hierdurch steigt auch die notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. In den Szenarien 4 und 5 (EE-Reserve-Szena-

rien) übernehmen die erneuerbaren Einspeiser einen wesentlichen Anteil der negativen Regelleistung. Da für diese dann weniger Kraftwerksleistung am Netz sein muss, sinkt die notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. Die heutige Regelleistungsdimensionierung als Referenz (Szenario 3) zeigt die niedrigste regelleistungsbedingte Mindesterzeugung.

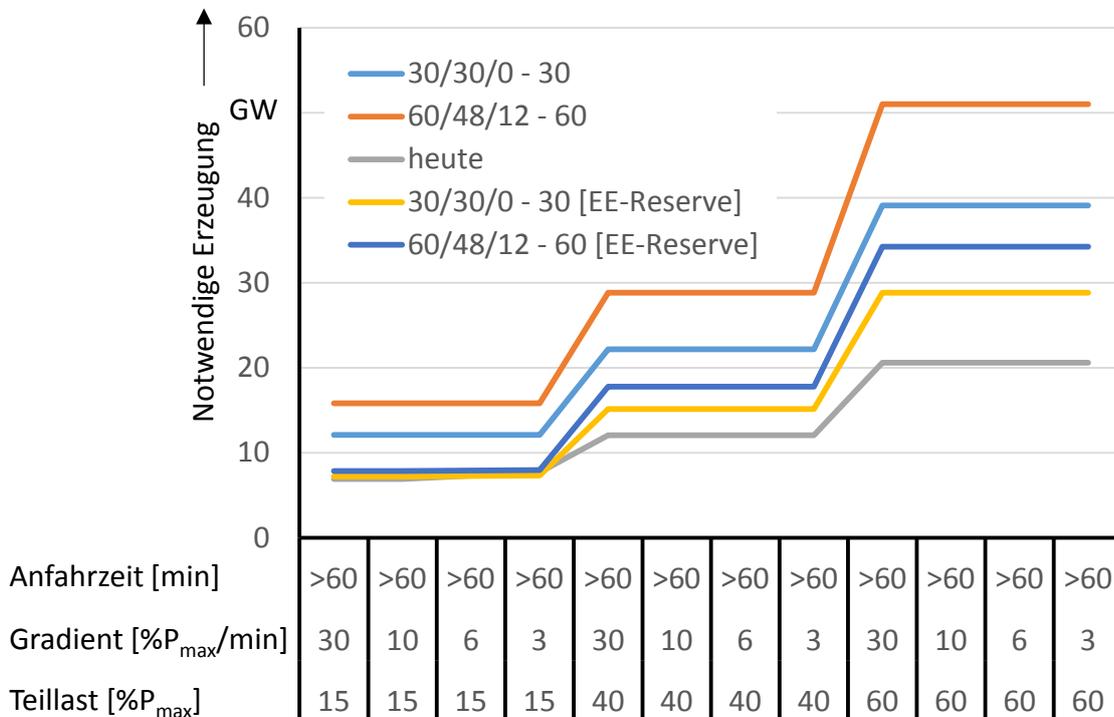


Abb. 92: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit über 60 min

Mit abnehmendem Gradienten (30 bis 3 %/min) sinkt die Regelfähigkeit, wobei nur bei dem Kraftwerkstyp mit 3 %/min und 15 % Teillast eine geringe Erhöhung der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung gegenüber den Kraftwerkstypen mit größeren Gradienten zu beobachten ist. Wesentlich höheren Einfluss hat eine Verringerung der Minimalteillast der Kraftwerksblöcke. Eine Erhöhung von 40 % auf 60 % zeigt etwa eine Verdoppelung der notwendigen regelleistungsbedingten Mindesterzeugung.

Die Ergebnisse, gerade hinsichtlich der unflexibelsten Kraftwerkstypen, sind hierbei nur hypothetischer Natur, da im realen Erzeugungssystem auch andere Erzeugungseinheiten und Speicher die Regelleistung bereitstellen können.

Variation der Anfahrzeit

Es soll nun auch der Einfluss der Anfahrzeit auf die regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung untersucht werden. Hierfür werden die gleichen synthetischen Kraftwerkstypen wie oben betrachtet, jedoch mit einer Anfahrzeit von maximal 5 min, wie etwa bei Motor-Kraftwerken möglich. Die Ergebnisse sind in Abb. 93 dargestellt.

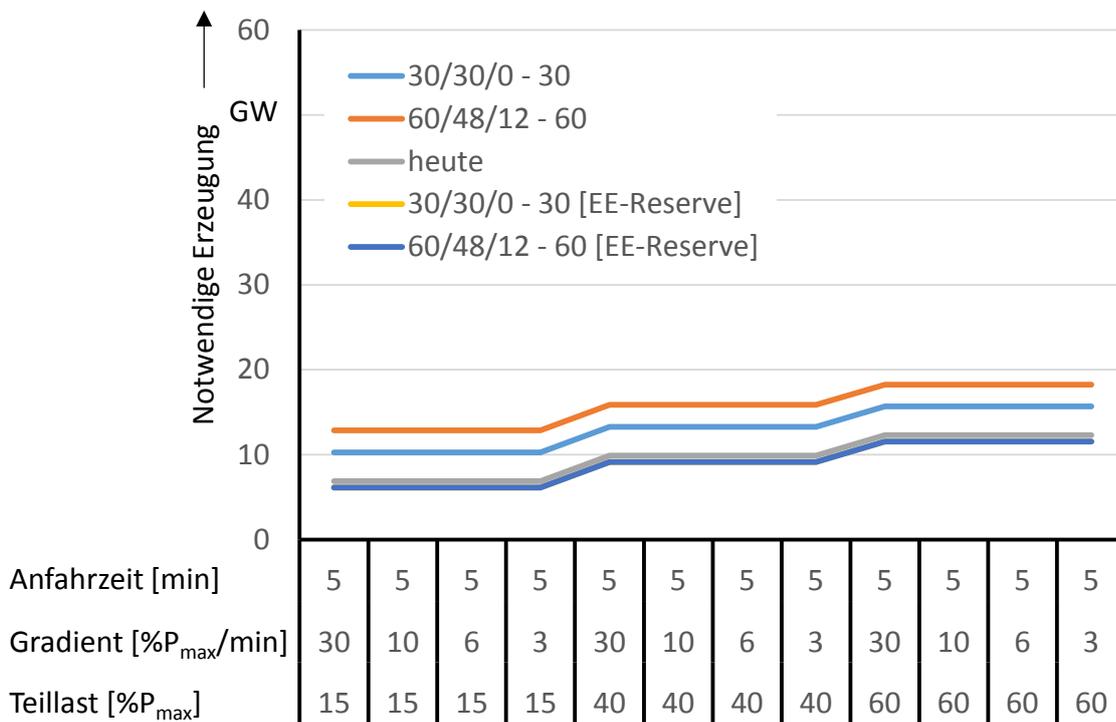


Abb. 93: Regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 5 min

Die regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung in den Szenarien 1 und 2 (30/30/0 - 30 und 60/48/12 - 60) wird hier wesentlich durch die vorzuhaltende negative Regelleistung beeinflusst (8,5 GW respektive 11,1 GW). Mit dieser Leistung müssen die Anlagen mindestens am Netz sein. Da die Kraftwerke sehr schnell wieder zur Verfügung stehen, kann eine Regelung von SRL- und MRL- bis in den Stillstand angenommen werden. Dies verringert die regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung gegenüber Kraftwerkstypen mit längerer Anfahrzeit erheblich. Diese Betriebsweise ist zwar technisch möglich, entspricht jedoch nicht heutigen Präqualifikationsanforderungen. Positive SRL und MRL sowie HRL könnten bei den betrachteten schnell startbaren Kraftwerken aus dem Stillstand erbracht werden und bedingen keine regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung (SRL kann aktuell entsprechend der bestehenden Präqualifikationsanforderungen jedoch nur durch thermische Einheiten vorgehalten werden, die sich synchron am Netz befinden; diese

Einschränkung gilt jedoch nicht bei Pumpspeichern). PRL- und PRL+ müssen jedoch auch im Betrieb vorgehalten werden.

In den Szenarien 3 bis 5 (heute, 30/30/0 – 30 [EE-Reserve] und 60/48/12 – 60 [EE-Reserve]) sind die Anforderungen in negative Richtung wesentlich geringer (5,1 GW heute, 4,4 GW in EE-Reserve-Szenarien) als in den Szenarien 1 und 2. Die Mindesterzeugungsrestriktion ergibt sich hier durch die notwendige Vorhaltung der Primärregelreserve. Jeder Kraftwerksblock kann laut Annahme höchstens 5 % seiner Nennleistung für die Primärregelung jeweils in positive und negative Richtung bereitstellen.

Die resultierende Mindesterzeugung aus Primärregelungsgründen ergibt sich somit aus der Minimalleistung des Kraftwerksblocks zuzüglich 5 % Regelband für die negative Primärregelreserve (TL = Minimalteillast; ME = Mindesterzeugung). Der mathematische Zusammenhang für die Vorhaltung einer gegebenen Reservemenge PRR^- lautet:

$$\begin{aligned}
 ME &= \frac{PRR^-}{P_{max} \cdot 5 \%} \cdot P_{min} + PRR^- \\
 &= \frac{PRR^-}{P_{max} \cdot 5 \%} \cdot P_{max} \cdot TL + PRR^- \\
 &= PRR^- \cdot \frac{TL}{5 \%} + PRR^-
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Der erste Term beschreibt dabei, wie viele Kraftwerke auf Teillast laufen müssen, um die Primärregelreserve vorzuhalten. Für die hier betrachteten Fälle der Teillastfähigkeit ergeben sich folgende regelleistungsbedingte Mindesterzeugungen.

$$\begin{aligned}
 15 \% \text{ TL: } & 600 \text{ MW} \cdot \frac{15}{5} + 600 \text{ MW} = 2400 \text{ MW} \\
 40 \% \text{ TL: } & 600 \text{ MW} \cdot \frac{40}{5} + 600 \text{ MW} = 5800 \text{ MW} \\
 60 \% \text{ TL: } & 600 \text{ MW} \cdot \frac{60}{5} + 600 \text{ MW} = 8400 \text{ MW}
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Für 40 % und 60 % Teillast ergibt sich durch die teillastabhängige PRR-Vorhaltung eine höhere regelleistungsbedingte Mindesterzeugung als durch die beiden anderen Regelleistungsarten. Für Kraftwerkstypen mit 15 % Teillast ist in den betrachteten Szenarien jedoch stärker die vorzuhaltenden negative Minuten- und Sekundärregelreserve ausschlaggebend als die Primärregelreserve.

Es zeigt sich insgesamt, dass die regelleistungsbedingte Mindesterzeugungen durch kurze Anfahrzeiten wesentlich niedriger als bei den nicht schnellstartbaren Kraftwerken ausfallen. Zudem ist eine geringere Abhängigkeit vom Teillastbetrieb erkennbar. Weiterhin wird deutlich, dass bei

Kraftwerkstypen mit großer Flexibilität zur Bereitstellung von Sekundärregel- und Minutenreserve die Anforderungen an den Kraftwerkspark durch die Primärregelreserve auslegungsrelevant werden. Für sehr flexible Kraftwerkstypen wird die Anzahl der am Netz notwendigen Kraftwerke durch die Primärregelung bestimmt.

In den Bildern Abb. 94 und Abb. 95 sind die Ergebnisse für Anfahrzeiten von 15 min und 60 min dargestellt, welche regelleistungsbedingten Mindesterzeugungen zwischen den beiden bereits erläuterten Flexibilitätsklassen (Anfahrzeiten <5 min und >60 min) erfordern.

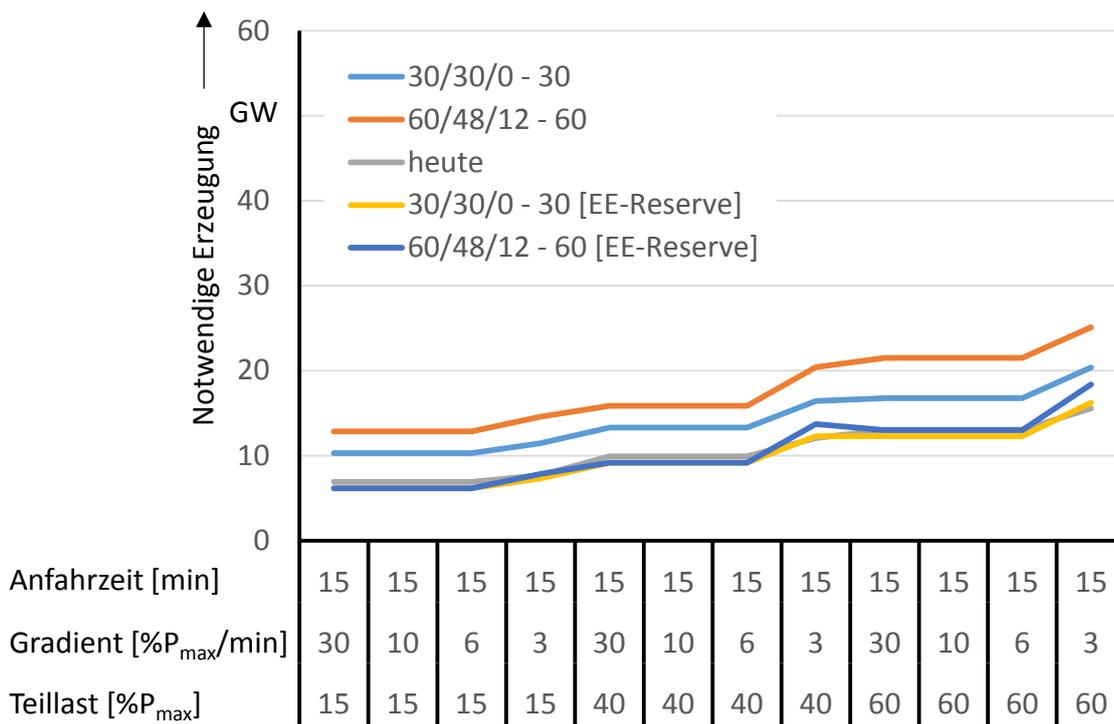


Abb. 94: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 15 min

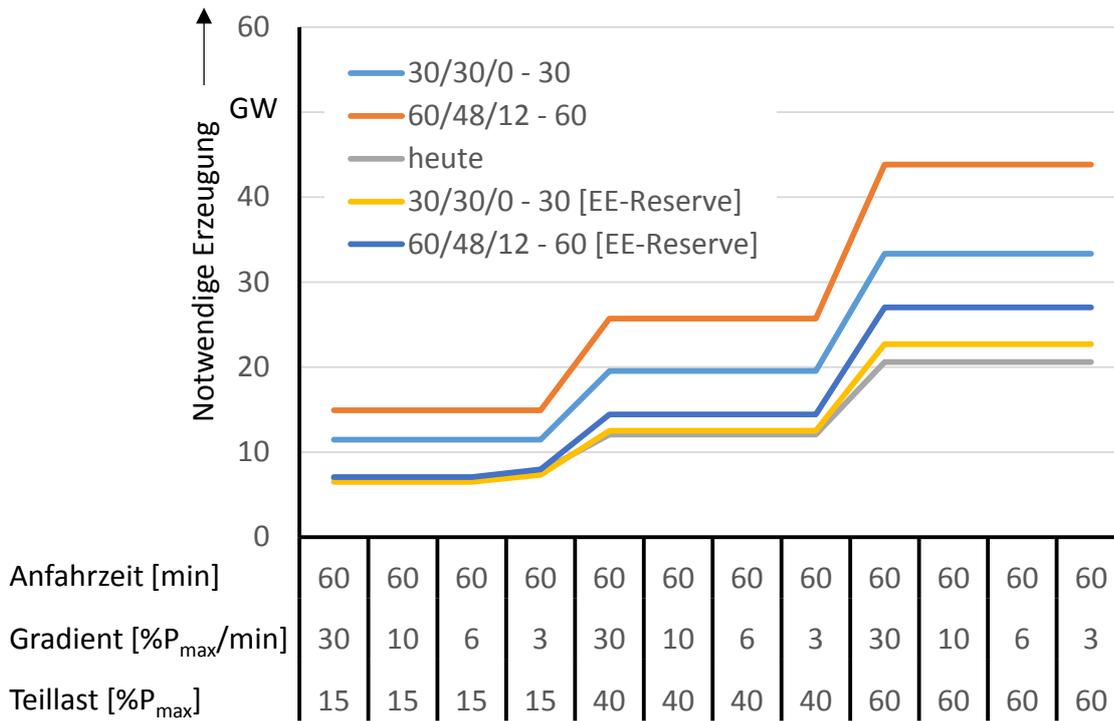


Abb. 95: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 60 min

Variation der Leistungsgradienten

Um den Effekt des Leistungsgradienten aufzeigen zu können, ist in Abb. 96 die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für eine Variation der Leistungsgradienten für Kraftwerkstypen mit einer Minimalteillast von 40 % sowie Anfahrzeiten von mind. 60 min dargestellt.

Unter diesen Voraussetzungen führt ein Leistungsgradient von 3 %/min nur zu einer sehr leichten Erhöhung der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung von etwa 200 MW gegenüber sehr hohen Leistungsgradienten von 30 %/min. Bei Anfahrzeiten größer als 60 min ist eine Stellung von Stundenreserve nicht möglich, so dass hier höhere regelleistungsbedingte Mindesterzeugungen resultieren.

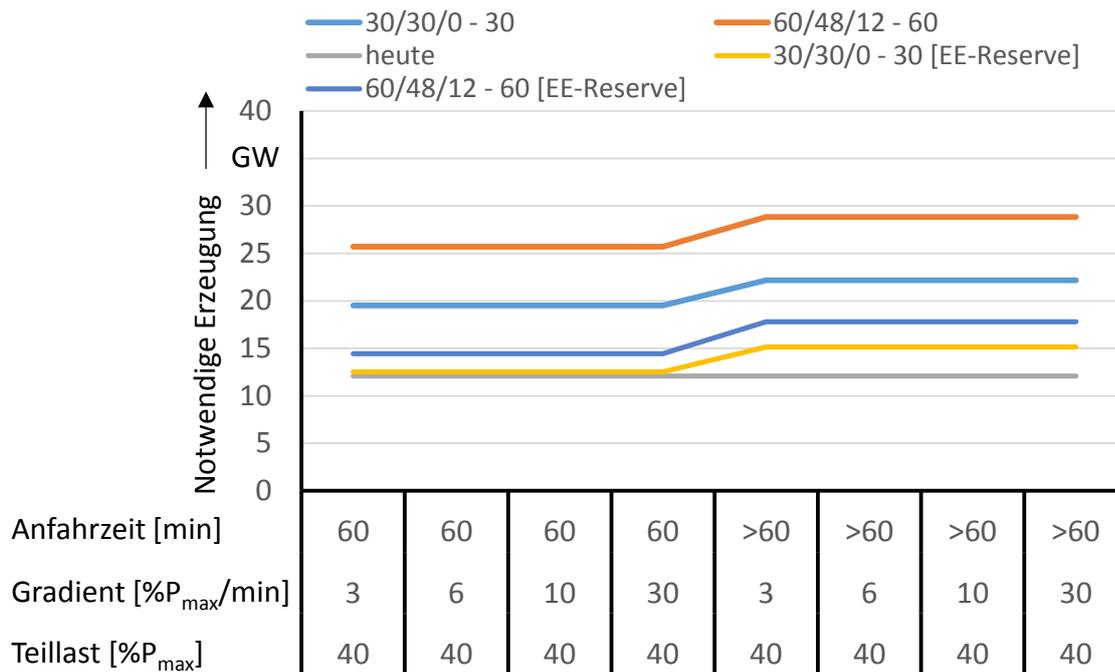


Abb. 96: Einfluss des Leistungsgradienten auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung

Um den Einfluss der Leistungsgradienten genauer zu ermitteln, werden die Ergebnisse einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse (Abb. 97) für nicht im Stundenbereich startbare Kraftwerke mit noch kleineren Leistungsgradienten von 0,5 %/min, 1 %/min und 2 %/min gezeigt.

Ein Leistungsgradient von 2 %/min führt gegenüber einem Gradienten von 3 %/min nur zu geringfügig erhöhten regelleistungsbedingten Mindesterzeugungen. Für noch kleinere Werte ergibt sich jedoch ein starker Einfluss auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. Grundsätzlich ist der Einfluss des Leistungsgradienten auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für die Bereitstellung von Regelleistung bei aktuell vorhandenen und mittelfristig realisierbaren Kraftwerkstechnologien mit Leistungsgradienten über 3 %/min damit von untergeordneter Bedeutung (vgl. Abb. 96). Dieses Ergebnis gilt jedoch nur für den Beitrag der Regelleistungsbereitstellung zur Mindesterzeugung.

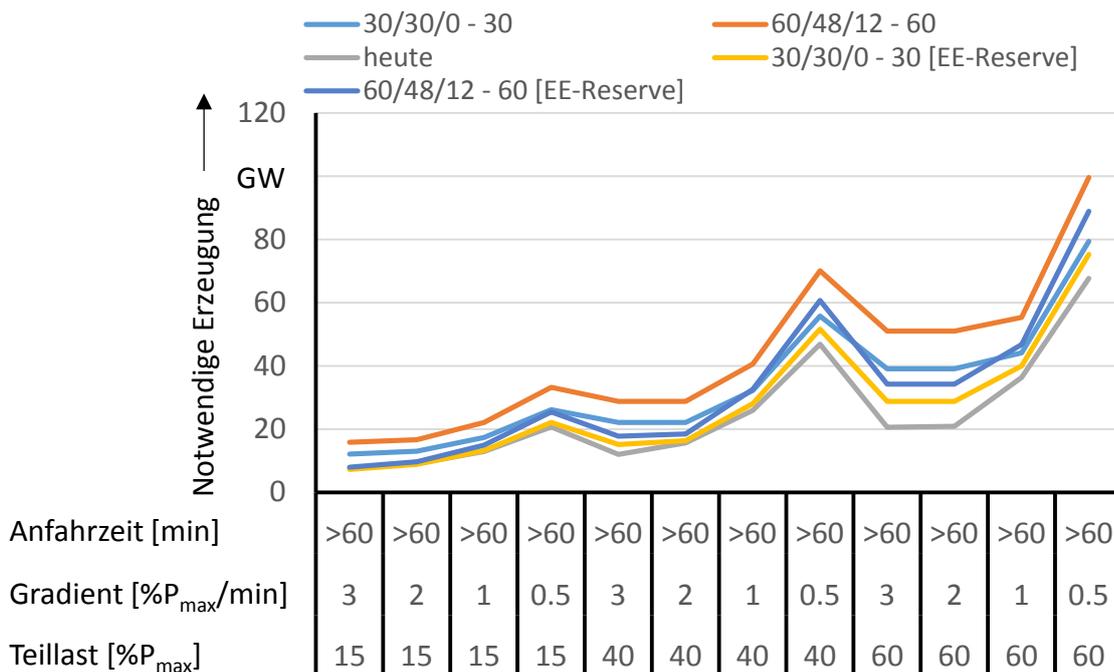


Abb. 97: Sensitivität sehr geringer Leistungsgradienten auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung

Übersicht der Ergebnisse

Die gesamten Ergebnisse sind in Abb. 98 dargestellt. Den größten Einfluss auf die Mindesterzeugung für die Bereitstellung von Regelleistung hat die Minimalteillast der Kraftwerke. Einen großen Einfluss haben auch die Anfahrzeiten der Kraftwerke. Die maximalen Leistungsgradienten haben (zumindest im Bereich von mindestens 3 %/min) nur einen geringen Einfluss auf die erforderliche Mindesterzeugung, die für die Bereitstellung von Regelleistung erforderlich ist. In der Realität haben jedoch die Leistungsgradienten der Kraftwerke einen stärkeren Einfluss für die Gesamt-Mindesterzeugung, die aus allen Anforderungen für einen sicheren Systembetrieb resultiert, da neben der Regelleistung auch das Nachfahren der Residuallast-Gradienten erforderlich ist⁴⁰.

⁴⁰ Bei einer niedrigen Minimalteillasten von 15 % und 40 % sowie Gradienten von mindestens 6 %/min hat eine Erhöhung der Anfahrzeit von 5 min auf 15 min keine Auswirkung, da die Höhe der Mindesterzeugung durch die Anzahl der am Netz befindlichen Blöcke und ihrer Primärregelbänder bestimmt wird. Für Szenario 2 (60/48/12 - 60) wird die Verkürzung der Anfahrzeit von (120/3/15) zu (5/30/40) durch die Erhöhung der Minimalteillast kompensiert, so dass sich (bis auf die zweite Nachkommastelle) das gleiche Ergebnis ergibt.

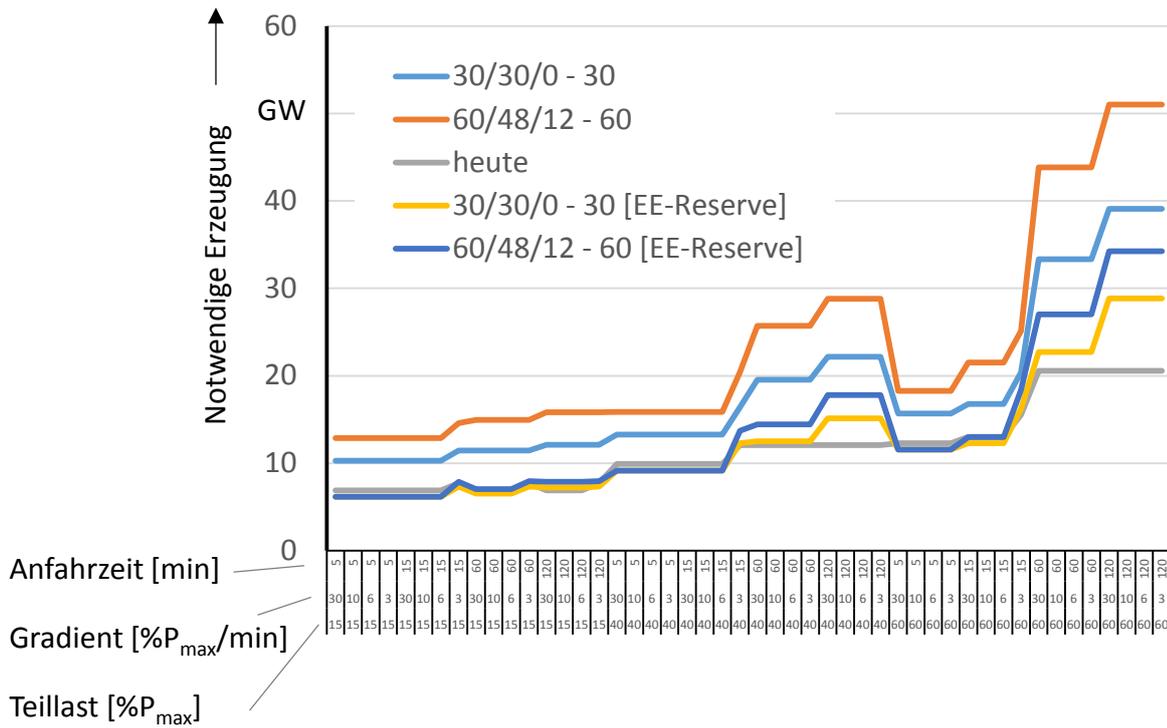


Abb. 98: Bewertung des Einflusses der Kraftwerksparameter auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung

Variation der Primärregelfähigkeit thermischer Kraftwerke

Es kann vermutet werden, dass der angenommene Primärregelbereich von 5 % pro Kraftwerksblock einen signifikanten Einfluss auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung aufweist. Hierzu wurde in einer weiteren Untersuchung für die oben definierten Kraftwerksklassen der Primärregelbereich auf 10 % der Nennleistung erhöht und das Untersuchungsprogramm vollständig neu durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 99 dargestellt. Positive Werte bedeuten eine Erhöhung der regelleistungsbedingte Mindesterzeugung bei Reduktion des Regelbereiches von 10 % auf 5 %.

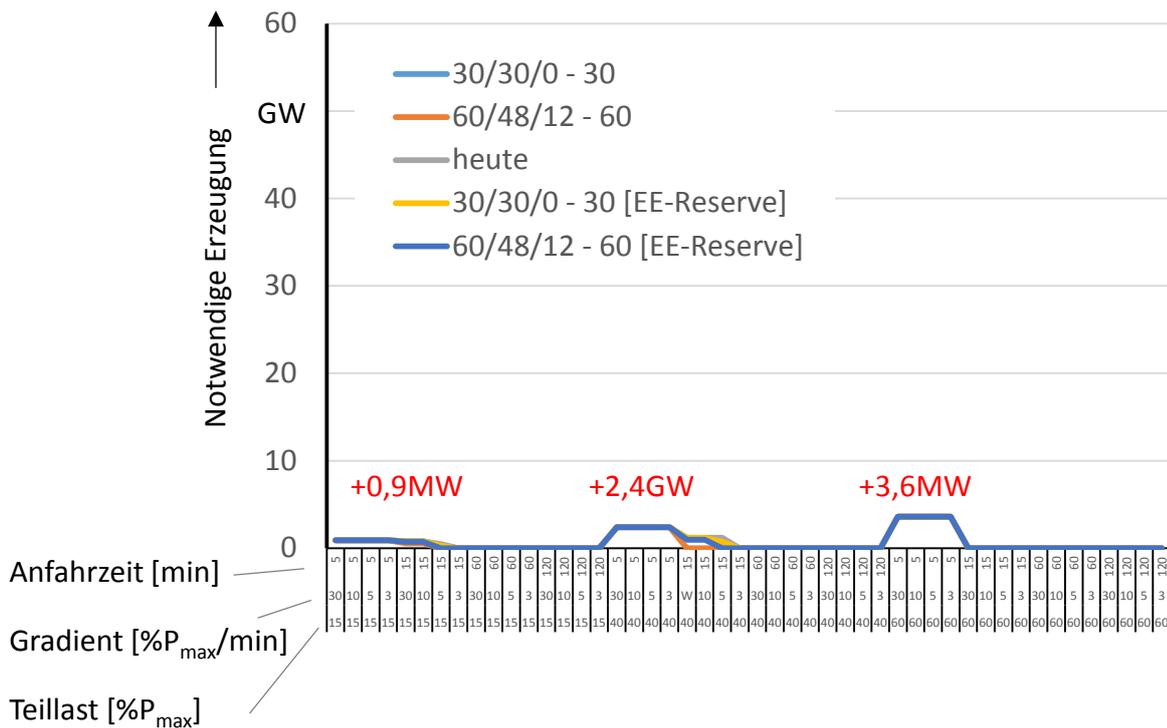


Abb. 99: Bewertung des Einflusses von Primärregelbändern

Nur für schnellstartbare Kraftwerkstypen ergibt sich ein Unterschied, der daraus resultiert, dass dort aus Primärregelungsgründe mehr Blöcke am Netz sein müssen als für die anderen Regelleistungsqualitäten benötigt wird. Mit steigender Minimalleistung erhöht sich die Auswirkung der zusätzlichen Blöcke, wobei die Unterschiede zwischen den EE-Szenarien vernachlässigbar sind. Grundsätzlich erscheint der Effekt einer verbesserten Primärregelungsvorhaltung bei der Bestimmung der notwendigen regelleistungsbedingten Mindesterzeugung eher gering im Vergleich zu den zuvor untersuchten Einflussgrößen zu sein.

5.5 Auswirkungen unterschiedlich zusammengesetzter Kraftwerksparks auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung

Zum Zwecke der Bewertung der Flexibilitätsmöglichkeiten unterschiedlicher Kraftwerksparks werden die vorgestellten fünf Regelleistungsbedarfs-Szenarien mit variierenden Zusammensetzungen aus thermischen Kraftwerken und Speichern simuliert. Die Kraftwerksparks werden daraufhin analysiert, welche Mindesterzeugung der verschiedenen synthetischen Kraftwerksparks am Netz sein müsste, um den Bedarf an Regelenergie zu decken.

Es handelt sich hierbei weiterhin nur eine technische Analyse ohne die Berücksichtigung einer Kostenbetrachtung. Insbesondere wird vernachlässigt, dass flexible Kraftwerke, etwa Gasturbinen, höhere Grenzkosten als unflexiblere Grundlastkraftwerke aufweisen. Stattdessen wird in diesen Analysen die minimal technisch realisierbare Mindesterzeugung zur Bereitstellung von Regelleistung bestimmt.

5.5.1 Untersuchungsvarianten

Es werden im Folgenden sieben synthetische Kraftwerksparks (Varianten) definiert, wobei eine Variation von flexiblen und unflexiblen thermischen Kraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken, Gas- und Motorkraftwerken, sowie GuD-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen vorgenommen wird. Die betrachteten Kraftwerksparks weisen von Variante zu Variante eine höhere Flexibilität auf, wie in der Zusammenfassung in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** zu erkennen ist.

Tab. 12: Betrachtete Kraftwerksparkvariationen

<i>Variante</i>	<i>Kraftwerkstypen (Gradient, Anfahrtszeit, Minimalteillast, Kapazität)</i>
A	Flexibel (6 %/min, 120min, 40 %, 10 GW) Unflexibel (3 %/min, 120min, 60 %, unbegrenzt)
B1	Flexibel (6 %/min, 120min, 40 %, 10 GW) Unflexibel (3 %/min, 120min, 60 %, unbegrenzt) Pumpspeicher (5GW)
B2	Flexibel (6 %/min, 120min, 40 %, 10 GW) Unflexibel (3 %/min, 120min, 60 %, unbegrenzt) Pumpspeicher (5 GW) GT (30 %/min, 15min, 15 %, 5 GW)
B3	Flexibel (6 %/min, 120min, 40 %, 10 GW) Unflexibel (3 %/min, 120min, 60 %, unbegrenzt) Pumpspeicher (5 GW) MotorKW (30 %/min, 5min, 15 %, 5 GW)
C1	GuD mit niedriger Teillast (GuD1) (6 %/min, 30min, 15 %, unbegrenzt) Pumpspeicher (5 GW)
C2	Schnell regelbare GuD (GuD2) (10 %/min, 30min, 40 %, unbegrenzt) Pumpspeicher (5 GW)
D	Pumpspeicher (5 GW) MotorKW (30 %/min, 5min, 15 %, 5 GW) Power-to-Heat ⁴¹ (5 GW)

⁴¹ Möglich sind hier insbesondere direktelektrische Verbraucher (Tauchsiederprinzip), die in Fernwärmesystemen als zusätzliche Wärmeerzeuger eingesetzt werden, jedoch nicht für die sichere Abdeckung des Wärmebedarfs benötigt werden und somit durch ihren Einsatz den Brennstoffbedarf des Hauptwärmeerzeugers verringern.

In der Variante A werden flexible Kraftwerkstypen gemeinsam mit unflexiblen betrachtet. Flexible Kraftwerkstypen können hier etwa neuere Kohlekraftwerke mit einer Minimalleistung von 40 % und einem Leistungsgradient von 6 %/min bei einer Anfahrzeit von etwa zwei Stunden darstellen. Dieser Kraftwerkstyp steht mit einer fiktiven Leistung von 10 GW im Erzeugungssystem zur Verfügung. Weiterhin stehen unflexiblere Kraftwerke mit einer Minimalleistung von 60 % und einem Leistungsgradient von 3 %/min mit einer unbegrenzten installierten Leistung zur Verfügung. Beiden Kraftwerkstypen ist gemeinsam, dass sie lediglich im laufenden Betrieb die benötigte Regelleistung stellen können.

In Variante B1 werden durch die Hinzunahme von Pumpspeichern in den Kraftwerkspark zusätzliche Möglichkeiten zur Stellung von Minuten- und Sekundärregelleistung berücksichtigt. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, die sich bereits im laufenden Betrieb befinden müssen, um Regelleistung anzubieten, steht die Erzeugungsleistung von Pumpspeicherkraftwerken bei Bedarf innerhalb von Minuten zur Verfügung und kann in weiten Bereichen flexibel geregelt werden. Die installierte Kapazität der Pumpspeicher wird in Orientierung an die heute installierte Kapazität in Deutschland vorgegeben. Dabei wird die maximale Flexibilität dieser Anlagen durch einen Betrieb mit anlagenübergreifender Optimierung angenommen, d. h. mehrere Anlagen werden praktisch wie eine in einem hydraulischen Kurzschluss betrieben. Dabei erfolgt keine Leistungsabgabe, jedoch ist eine Regelleistungsvorhaltung für alle Qualitäten nach unten und oben ermöglicht (siehe Abschnitt 5.2). Das nutzbare Leistungsband der Pumpspeicher wird dabei zu 5 GW angenommen. In einer Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche Auswirkungen die Möglichkeit der Bereitstellung von Primärregelleistung in Pumpspeichern aufweist.

In Variante B2 werden zusätzlich 5 GW Gasturbinen (GT) berücksichtigt. Hierbei werden eine sehr hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 30 %/min sowie eine kurze Anfahrzeit von 15 Minuten angenommen, so dass eine Erbringung von Minuten- und Stundenreserve aus dem Stillstand ermöglicht wird. Zudem ist ein Teillastbetrieb bei 15 % der Nennleistung möglich.

In Variante B3 werden gegenüber B2 die Gasturbinen durch Motorkraftwerke mit derselben installierten Leistung und bis auf die auf 5 min reduzierte Anfahrzeit sonst gleichen Parametern ersetzt.

In Varianten C1 und C2 werden zwei Typen von GuD-Anlagen mit jeweils unbegrenzter Leistung verglichen. Beide Typen weisen eine Anfahrzeit innerhalb von 30 Minuten auf und werden im Portfolio mit Pumpspeichern eingesetzt. In C1 wird für das GuD eine niedrige Minimalteillast von 15 % und Leistungsgradienten von 6 %/min angenommen, wohingegen in C2 dem GuD2 nur ein

Teillastbetrieb von 40 % ermöglicht wird, dafür aber mit Leistungsgradienten von 10 %/min regelbar ist. Hier wird also für ein zukünftiges GuD-geprägtes Erzeugungssystem mit einer zusätzlichen Speicherleistung untersucht, welche Auslegung für Gas- und Dampfkraftwerke im Hinblick auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung sinnvoll ist.

Im Kraftwerkspark D werden schnellstartbare Motor-Kraftwerke mit Pumpspeichern sowie Power-to-Heat-Anlagen kombiniert. Power-to-Heat stellt dabei eine schnell regelbare elektrische Nachfrage (insbesondere direktelektrische Wärmezeugung) dar, die im Zeitbereich von wenigen Sekunden auf Laständerungsanforderungen reagieren und so zur Bereitstellung aller Regelleistungsqualitäten genutzt werden können. Hierbei wird unterstellt, dass ausreichend Wärmespeicherkapazitäten für die flexible Kopplung des Strom- mit dem Wärmesystem vorhanden sind.

5.5.2 Mindesterzeugung ohne Primärregelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken

Die durch die thermischen Kraftwerke resultierende regelleistungsbedingte Mindesterzeugung wird auch stark von der Möglichkeit der Regelleistungsvorhaltung in Pumpspeichern bestimmt. Dies ist durch den Übergang von Variante A auf B abgebildet.

In einem ersten Schritt wird in diesem Kapitel dargestellt, welche regelleistungsbedingte Mindesterzeugung resultiert, wenn Pumpspeicherkraftwerke nur Sekundärregel- und Minutenreserveleistung bereitstellen. In einem zweiten Schritt erfolgt im nächsten Kapitel eine Sensitivitätsanalyse, in der Pumpspeicherkraftwerke auch Primärregelleistung bereitstellen.

Für die Berechnungen werden weiterhin die Regelleistungsbedarfs-Szenarien gemäß Abschnitt 5.3 verwendet. Für alle Szenarien und Kraftwerksparks ist die resultierende regelleistungsbedingte Mindesterzeugung in Die betrachteten Kraftwerksparks weisen von Variante zu Variante eine höhere Flexibilität auf, wie in der Zusammenfassung in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** zu erkennen ist.

Tab. 12 dargestellt.

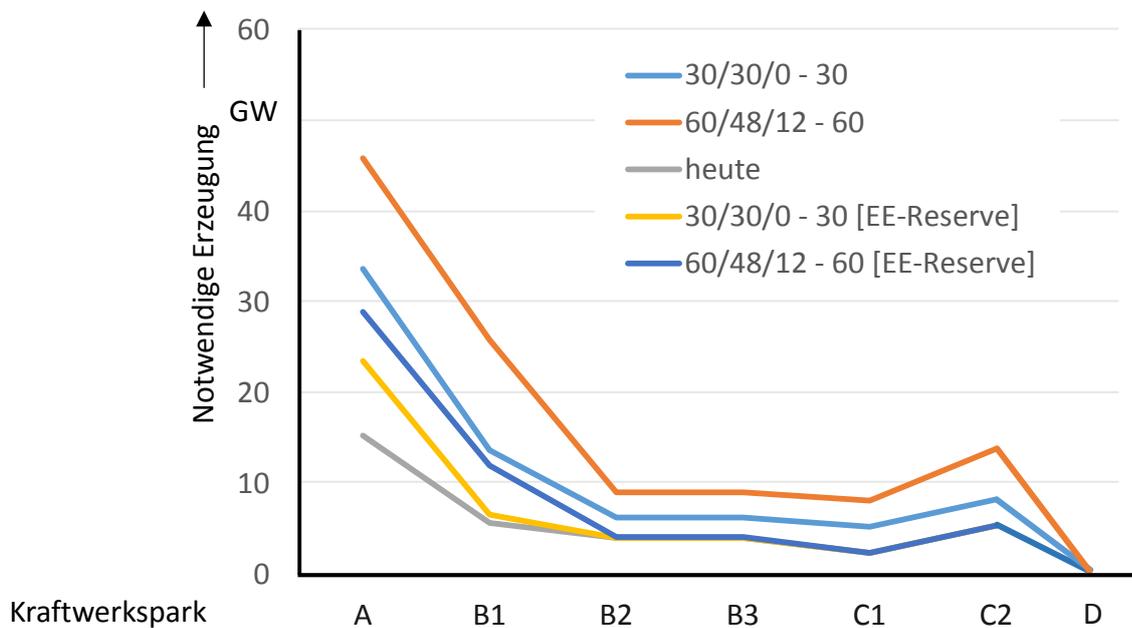


Abb. 100: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für die definierten Kraftwerksparks

Mit zunehmend flexiblen Kraftwerkstypen sinkt auch die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. Wesentlichen Einfluss hat dabei die Flexibilität der Pumpspeicher. Durch den Einsatz von Gaskraftwerken mit großen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und kurzen Anfahrzeiten wird die Flexibilität des Kraftwerksparks von B1 auf B2 zusätzlich erhöht. Der Einfluss von Motorkraftwerken als Ersatz für Gasturbinen stellt sich bei gleicher installierter Leistung als weniger relevant heraus. Eine sehr niedrige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung ergibt sich bei Kraftwerkspark C1 mit GuD-Anlagen mit niedriger Minimalteillast. Werden hingegen GuD-Anlagen mit hohen Leistungsgradienten und vergleichsweise hoher Minimalteillast von 40 % betrachtet, kommt es zu einem leichten Anstieg der benötigten regelleistungsbedingten Mindesterzeugung zur Deckung des Regelleistungsbedarfs gegenüber den Varianten B2, B3 und C1. Das Erzeugungssystem D mit Speichern, schnellstartbaren Motor-Kraftwerken sowie Power-to-Heat-Nachfragern kommt ohne regelleistungsbedingte Mindesterzeugung aus. Dabei könnte die Primärregelung durch die Power-to-Heat-Anlagen sowie in Teillast betriebene Motorkraftwerke bereitgestellt werden. Falls ausreichend Power-to-Heat-Anlagen (wie direktelektrische Heizungen) verfügbar sind, könnten diese entweder die Einspeiseleistung der Motorkraftwerke kompensieren und damit die Mindesterzeugung auf Null reduzieren oder, wenn deren installierte Leistung weiter erhöht wird, sowohl in positive und negative Richtung Primärregelung bereitstellen und damit die Mindesterzeugung auch auf unter Null reduzieren. Sekundärregel- und Minutenreserveleistung kann durch Pumpspeicherkraftwerke und Motorkraftwerke bereitgestellt werden.

In Abb. 101 ist die notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung auf die in den Varianten definierten Kraftwerksklassen dargestellt. Es werden nur die beiden Regelleistungsbedarfs-Szenarien mit höchster und niedrigster regelleistungsbedingten Mindesterzeugung dargestellt.

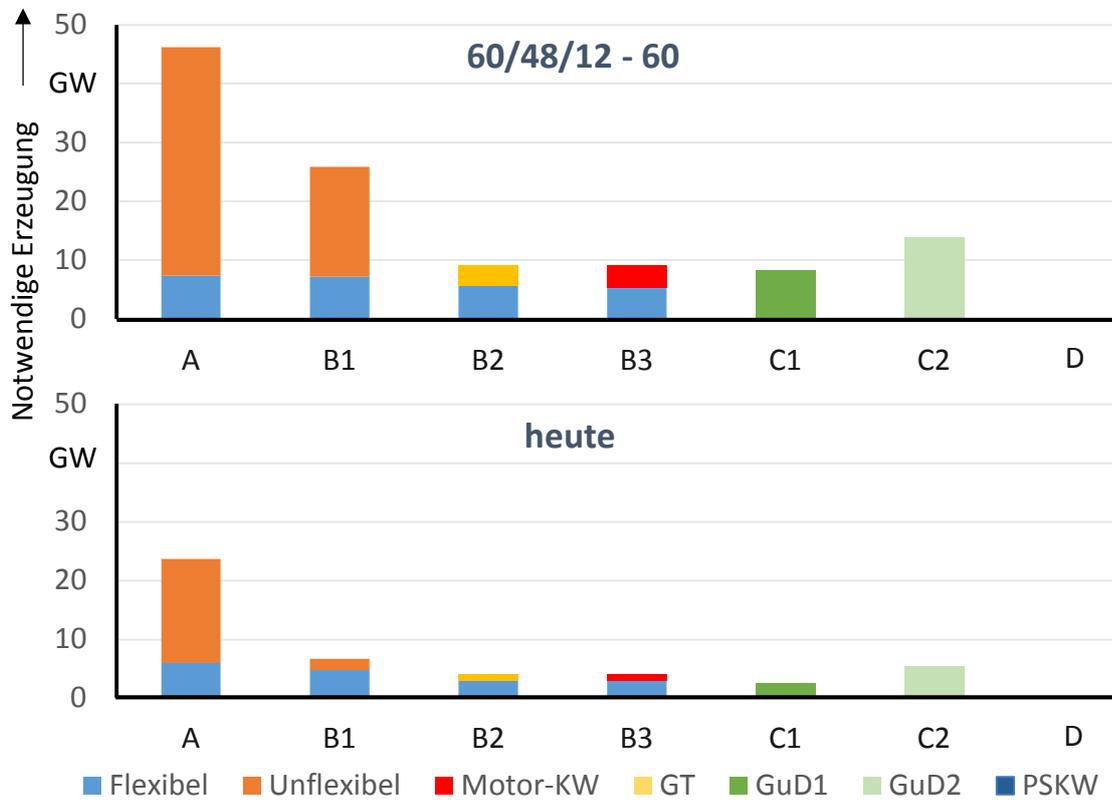


Abb. 101: Aufteilung der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung auf Kraftwerksklassen für die Szenarien 2 und 3 (60/48/12 – 60 und heute)

Grundsätzlich ist erkennbar, dass der Einfluss der Flexibilität der Kraftwerksparks in allen Regelleistungsbedarfs-Szenarien vergleichbar ist. Die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung wird unabhängig davon reduziert, wie hoch die notwendige Regelleistungsvorhaltung ist.

In der erforderlichen regelleistungsbedingten Mindesterzeugung sind dabei kaum Unterschiede zwischen den Varianten B2 und B3, bei denen GTs durch Motor-KW ersetzt werden, festzustellen. Unter den getroffenen Annahmen kann die zusätzliche Flexibilität der Motor-KW die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung nicht (erheblich) reduzieren.

Die Parks B2, B3 und C1 zeigen in allen Szenarien eine ähnliche regelleistungsbedingte Mindesterzeugung auf einem niedrigem Niveau von unter 10 GW. Die geringste Mindesterzeugung für

die untersuchten Kraftwerksparks mit überwiegend thermischen Kraftwerken ergibt sich für die Variante mit einem GuD-Kraftwerkspark mit sehr niedriger Minimalteillast der Kraftwerksblöcke.

5.5.3 Mindestenergie bei verbesserter Bereitstellung von Primärregelleistung

Abweichend zu den obigen Untersuchungen wird nun in einer Sensitivitätsanalyse eine verbesserte Bereitstellung der Primärregelreserve untersucht.

Es wird ein weiterer Kraftwerkspark als Variante C1* betrachtet, welcher wie Variante C1 aus Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen GuDs mit niedriger Minimalteillast besteht. Die GuD-Kraftwerke haben aber ein von 5 % auf 10 % der Nennleistung pro Kraftwerksblock erhöhtes Primärregelband.

Tab. 13: Zusätzliche Kraftwerksparkvariation

Variante Kraftwerkstypen (Gradient, Anfahrtszeit, Minimalteillast, Kapazität)

C1*	GuD mit niedriger Minimalteillast (GuD1) (6 %/min, 30min, 15 %, unbegrenzt), Anpassung des Primärregelbandes von 5 % auf 10 % Pumpspeicher (5 GW)
-----	--

Zusätzlich können auch Pumpspeicherkraftwerke Primärregelleistung bereitstellen. Da nur 600 MW in positive und negative Richtung vorgehalten werden müssen, kann theoretisch die gesamte Primärregelleistung von Pumpspeichern vorgehalten werden.

In Abb. 102 ist das resultierende Optimierungsergebnis dargestellt, welches für die Varianten mit Speicher wesentlich niedrigere regelleistungsbedingte Mindestenergieerzeugungen ergibt.

Die Auswirkungen der veränderten Vorhaltung von Primärregelleistung sind in den Regelleistungsbedarfs-Szenarien mit hoher negativer SRL/MRL-Vorhaltung (Szenario 1 und 2) nur gering. Hingegen kann im heutigen Szenario (Szenario 3) sowie in den EE-Reserve-Sensitivitäten, in denen regenerative Erzeugungseinheiten die ihnen zusätzlich verursachte Regelleistung in negativer Richtung selbst vorhalten (Szenario 4 und 5), die notwendige Erzeugung stark reduziert werden. Dies zeigt, dass regelleistungsbedingte Mindestenergieerzeugung in diesen Szenarien für die Varianten B2, B3, C1 und C2 maßgeblich aus der Bereitstellung von Primärregelleistung resultiert. Für die Kraftwerksparks B2 und B3 mit im Minutenreservebereich schnellstartbaren Kraftwerken wird für die untersuchten Szenarien, wie auch vorher für Kraftwerkspark D, überhaupt keine regelleistungsbedingte Mindestenergieerzeugung mehr benötigt. Nicht schnellstartbaren GuD in C1 und C2 (Anfahrtszeit 30 min) erfordern weiterhin eine geringe regelleistungsbedingte Mindestenergieerzeugung. Dies ändert sich auch durch einen höheren Primärregelbereich im Park C1* nicht. Dies zeigt, dass die

regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung in diesen Varianten auch aus der Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung resultiert.

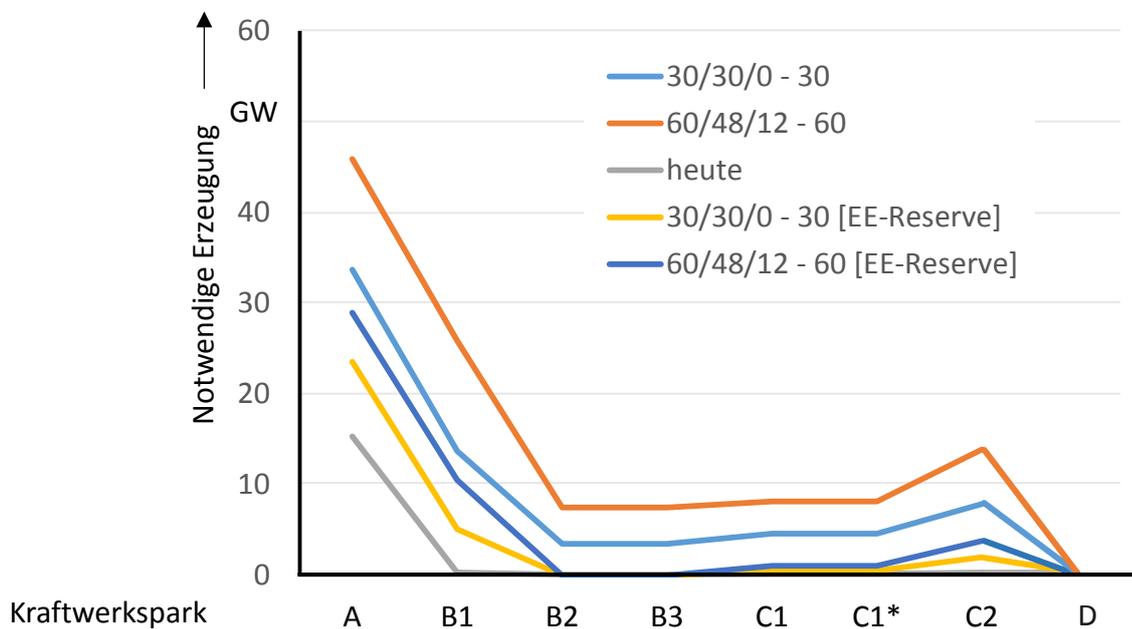


Abb. 102: Aufteilung der notwendigen regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung auf Kraftwerksklassen für heutige und stark regenerative Situation mit Berücksichtigung von Pumpspeichern bei der Primärregelung

Aus der Sensitivitätsanalyse wird somit deutlich, dass die Bereitstellung von Primärregelleistung mit hydraulischen Kraftwerken in regenerativ geprägten Erzeugungssystemen eine relevante Möglichkeit zur Reduktion der notwendigen regelleistungsbedingten Mindestenerzeugung bietet. Diese Vorteile wirken jedoch nur, soweit bereits EE-Regelung (keine Fahrplanüberschreitung, siehe Abschnitt 5.3) sowie flexible Kraftwerke nutzbar sind. Ansonsten resultiert weiterhin (wie in Park A und B1) eine nur wenig verringerte regelleistungsbedingte Mindestenerzeugung.

5.6 Wesentliche Ergebnisse zur regelleistungsbedingten Mindestenerzeugung konventioneller Kraftwerke

Die Flexibilität der verfügbaren Kraftwerke bestimmt maßgeblich die Mindestenerzeugung, die für die Bereitstellung von Regelleistung erforderlich ist. Zugleich steigt die Mindestenerzeugung erwartungsgemäß mit einem größeren Anteil Erneuerbarer Energien (ceteris paribus). Die Vorhaltung von Regelleistung aus thermischen Kraftwerken und Speichern wird dabei durch deren technische Eigenschaften limitiert. Für thermische Kraftwerke begrenzen insbesondere Minimalteillast, Leistungsgradienten und Anfahrzeiten die

mögliche Regelleistungsvorhaltung. Die Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerken hat einen großen Einfluss auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke. (Pump-)Speicher können durch ihre fehlenden thermodynamischen Prozesse bei entsprechenden Speicherfüllständen sehr schnelle Leistungsänderungen bereitstellen. Jedoch muss zur Vorhaltung von Primärregelleistung oder negativer Sekundärregelleistung eine Drei-Maschinen-Bauweise realisiert sein und die Anlagen im hydraulischen Kurzschluss betrieben werden. Alternativ ist dies mit einer anlagenübergreifenden Optimierung möglich; dabei werden mehrere Anlagen praktisch wie in einem hydraulischen Kurzschluss betrieben.

Die in diesem Kapitel betrachteten Untersuchungsszenarien umfassen einen mittelfristig realisierbaren Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Mit einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt vor allem der Bedarf an Minutenreserve, der insbesondere durch schnellstartende Kraftwerke gedeckt (positive Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) oder durch die Abregelung der dargebotsabhängig einspeisenden Anlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien vermieden (negative Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) werden kann. Die Untersuchungsergebnisse gelten in ihren Wirkungszusammenhängen daher auch für größere Anteile Erneuerbarer Energien.

Aus der umfassenden Analyse der zentralen Flexibilitätseigenschaften von thermischen Kraftwerken ergibt sich: Die Minimalteillast der thermischen Kraftwerke hat den größten Einfluss auf die Mindesterzeugung für die Bereitstellung von Regelleistung. Einen großen Einfluss hat auch die Anfahrzeit der Kraftwerke. Die maximalen Leistungsgradienten der Kraftwerke haben nur einen untergeordneten Einfluss, wenn ausschließlich die Regelleistung als Ursache für die Mindesterzeugung betrachtet wird. In der Realität haben jedoch auch die Leistungsgradienten der Kraftwerke einen erhebliche Einfluss für die Gesamt-Mindesterzeugung (die aus allen Anforderungen für einen sicheren Systembetrieb resultiert), da neben der Regelleistung insbesondere das Nachfahren der Residuallast-Gradienten erforderlich ist.

Die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung kann durch eine Kombination verschiedener Optionen bis auf null reduziert werden. Eine sehr wirkungsvolle Option dafür ist, dass dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungsanlagen den durch sie verursachten zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung durch eine geeignete Betriebsweise selbst

vermeiden. Dies ist möglich, indem die Leistung der Anlagen so geregelt wird, dass deren Einspeisung die zuvor vermarktete Menge nicht überschreitet. Hierdurch können die Anforderungen an konventionelle Kraftwerke und die dafür notwendige regelleistungsbedingte Mindesterzeugung signifikant reduziert werden. Auch der Einsatz von Speicherkraftwerken verringert die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung erheblich. Weiterhin verringern flexible Kohle- oder GuD-Kraftwerke, insbesondere schnellstartbare Motorkraftwerke oder Gasturbinen, die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung. Aus dem Stillstand können Gasturbinen Minutenreserve und Motorkraftwerke wie auch Pumpspeicherkraftwerke zusätzlich positive Sekundärregelleistung bereitstellen. Die hierzu notwendigen Technologien sind bereits in der Praxis vielfach erprobt und insb. im Umfang der untersuchten Varianten bereits vorhanden.

Durch die Bereitstellung von Primärregelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken kann die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung stark gesenkt werden. Diese Vorteile wirken jedoch nur, soweit die zuvor genannten Optionen bereits nutzbar sind.

Power-to-heat-Anlagen (insbesondere mit direktelektrischer Wärmeerzeugung) können innerhalb von wenigen Sekunden auf Laständerungsanforderungen reagieren und so zur Bereitstellung aller Regelleistungsqualitäten genutzt werden. Mit diesen Anlagen kann die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung, insbesondere durch die Bereitstellung von negativer Regelleistung, gesenkt werden.

Es konnte gezeigt werden, dass für Kraftwerksparks, in denen a) regenerative Erzeugungsanlagen keinen zusätzlichen Bedarf an negativer Regelleistung verursachen (d. h. Betriebsweise ohne Fahrplanüberschreitung), b) die positive Minutenreserve aus Kraftwerken mit kurzer Anfahrzeit (etwa durch Motorkraftwerke oder Gasturbinen) erbracht wird, und c) hydraulische Speicher oder Power-to-Heat-Anlagen die Primär- und Sekundärregelung sowie negative Minutenreserve übernehmen, keine regelleistungsbedingte Mindesterzeugung benötigt wird.

Quellenverzeichnis

- [1] Consentec
Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2010.
- [2] Consentec, Prof. Haubrich
Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2008.
- [3] BDEW
Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen“ Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung
Stand: März 2011.
- [4] M. Roggenbau
Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57
Klinkenberg Verlag, Aachen, 1999.
- [5] UCTE
Policy 1: Load-Frequency Control
Final policy 2.2 E, 20.07.2004.
- [6] B. Ernst, K. Rohrig
ONLINE-SUPERVISION AND PREDICTION OF 2.500 MW WIND POWER
EWEA Special Topic Conference „Wind Power for the 21st Century“, September 2000, Kassel.
- [7] M. Lange, U. Focken
Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction
2005.

- [8] Deutsche Energie Agentur (dena)
dena-Netzstudie II
Berlin, 2010.
- [9] T. Klaus
Windenergie und Regelleistung - Bereitstellung von Regelleistung mittels Drosselung der
Windenergie und regelbarer Windstromverbraucher unter besonderer Berücksichtigung
der technischen Eignung und energetischen Effizienz möglicher Windstromverbraucher-
Prozessketten
Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2008.
- [10] Umweltbundesamt
Potenzial der Windenergie an Land
Berlin, 2013.
- [11] Fraunhofer IWES
Regelenergie durch Windkraft
Kassel, 2014.

Abkürzungen

dena	Deutsche Energie Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EW	Erwartungswert
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
FPS	Fahrplansprung
GuD	Gas- und Dampfturbine
GT	Gasturbine
GRL	Gesamtregelleistung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
KW	Kraftwerk
MW	Megawatt
ME	Mindesterzeugung
TL	Minimalteillast
MRL	Minutenreserve
PH	Planungshorizont
PV	Photovoltaik
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
PRL	Primärregelleistung
RLB	Regelleistungsbedarf
RMSE	root-mean-square error
SRL	Sekundärregelleistung
HRL	Stundenreserve
VGB	Vereinigung der Großkesselbesitzer e.V. (heute VGB PowerTech e.V.)
VRL	vollständige Regelleistung

WEA	Windenergieanlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last	7
Abb. 2: Korridor der momentanen EE-Einspeisung um bekannte Viertelstundenmittelwerte	10
Abb. 3: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Bilanzabweichungen durch kurzfristige Änderungen der Windeinspeisung (Annahme: installierte Windleistung 30 GW)	12
Abb. 4: Analytisches Verfahren zur Regelleistungsbemessung	15
Abb. 5: Einsatz der Regelleistungsarten in verschiedenen Zeitbereichen	16
Abb. 6: Exemplarische Darstellung der Zuordnung von Bilanzabweichungen zu den verschiedenen Defizitursachen	17
Abb. 7: Methodik zur Bestimmung der SRL und GRL	19
Abb. 8: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelleistung.....	20
Abb. 9: Eingangsdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont 1	25
Abb. 10: Eingangsdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont 2.....	26
Abb. 11: Empirisch ermittelte Verteilung des Lastrauschens.....	29
Abb. 12: Empirisch ermittelte Verteilung des Lastprognosefehlers für Stark- und Schwachlast.....	30
Abb. 13: Verteilungen von Day-Ahead (links) und 2h-ahead-Fehler(rechts) für eine installierte Leistung von 30 GW im Vergleich.....	34
Abb. 14: Bedingte Verteilungen des Day-Ahead-Prognosefehlers in Abhängigkeit vom Day- Ahead prognostizierten Einspeiseniveau	36
Abb. 15: Bedingte Verteilungen des 2h-ahead-Fehlers in Abhängigkeit vom Day-Ahead prognosti-zierten Einspeiseniveau.....	37
Abb. 16: Verteilungen des 2h-ahead-Fehlers in Abhängigkeit vom 2h-ahead prognostizierten Einspeiseniveau.....	38

Abb. 17: Beispiel für die Reduktion des Prognosefehlers eines Pools von Onshore Windparks gegenüber einem Einzelpark bei der Vergrößerung der betrachteten Region (Day-Ahead Prognose)	40
Abb. 18: Betrachtete Offshore-Wetterstationen für die Analyse der Korrelation der Windgeschwindigkeiten.	41
Abb. 19: Korrelation der Windgeschwindigkeiten von Offshore-Wetterstationen.	42
Abb. 20: Reduktion des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit von Ensembles von Wetterstationen gegenüber einer einzelnen Station. rot: onshore, grün: offshore, blau: offshore + Küste	43
Abb. 21: Reduktion des Prognosefehlers (mittlerer Leistungsprognosefehler) verschieden ausgedehnter Offshore Portfolien.	44
Abb. 22: Schematische Gegenüberstellung der Verteilung des relativen Leistungsprognosefehlers eines Einzelparks mit dem Deutschlandensemble	45
Abb. 23: Skalierung der Verteilung der Leistungsprognosefehler des Offshore Windparks Alpha Ventus auf eine Region mit dem Durchmesser 220 km (Faktor 0,65).....	46
Abb. 24: Skalierung der Fehlerverteilungen auf Basis Horns Rev auf eine Region mit dem Durchmesser 220 km (Faktor 0,65).	47
Abb. 25: Quantile der Verteilung der Prognosefehler von Horns Rev und Alpha Ventus im Vergleich	48
Abb. 26: Verteilung aufgetretener 15 min-Gradienten der tatsächlichen Windenergieeinspeisung onshore in Abhängigkeit vom Prognoseniveau	50
Abb. 27: Empirisch ermittelte Faktoren, um von relativen Gradienten der Einzelparks auf relative Gradienten der Region zu schließen (Beispiel Kontrollregion Weser-Ems)	52
Abb. 28: Empirisch ermittelte Faktoren um von Gradienten der Einzelparks (offshore) auf Gradienten des Ensembles (2 Offshore-Parks) zu schließen	53
Abb. 29: Quantile des Day-Ahead-Fehlers des deutschen Windportfolios, voller Leistungsbereich	55
Abb. 30: Quantile der Day-Ahead-Prognose nach endgültiger Wahl der Einspeiseklassen.....	57
Abb. 31: RMSE der Jahre 2006 bis 2011 normiert auf die installierte Leistung	59

Abb. 32: Monatlicher RMSE normiert auf die installierte Leistung in Abhängigkeit vom capacity factor	60
Abb. 33: Abhängigkeit des RMSE vom capacity factor in den Jahren 2006 bis 2010	61
Abb. 34: RMSE der Jahre 2006 bis 2010 normiert auf die installierte Leistung bei einem capacity factor von 20 %	62
Abb. 35: Verbesserungspotentiale entsprechend dena 2 Studie [8]	63
Abb. 36: Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Gesamtverteilung der Prognosefehler)	65
Abb. 37: Auswirkungen der Anlagentechnik und Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Prognosefehler der Einspeiseklassen)	66
Abb. 38: Auswirkungen der Anlagentechnik und -verteilung sowie Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Gesamtverteilung der Prognosefehler)	69
Abb. 39: Auswirkungen der Anlagentechnik und -verteilung sowie Prognoseverbesserungen auf die Prognosegüte (für die Prognosefehler der Einspeiseklassen)	70
Abb. 40: Zeitrahmen der Fahrplananmeldung bei Day-Ahead-Marktdesign	72
Abb. 41: Auswirkungen eines Kraftwerkausfalls vor der Fahrplananmeldung auf die notwendige Regelleistung und die Fahrplananmeldung	73
Abb. 42: Auswirkungen eines Kraftwerkausfalls nach der Fahrplananmeldung auf die notwendige Regelleistung	74
Abb. 43: Jahreszeitliche Maximalkurve	76
Abb. 44: Absolute Häufigkeitsverteilung August 2010 - Juli 2011 der PV-Einspeisung ohne Nachtstunden	77
Abb. 45: Saisonaler Verlauf der Prognosefehler (RMSE) für eine installierte Leistung von 30 GW über den betrachteten Zeitraum	79
Abb. 46: Verteilungen der Fehler der Solarleistungsprognose Day Ahead und 2h-ahead	80
Abb. 47: Verteilungen der Day-Ahead-Fehler im Sommer für unterschiedliche Einspeiseniveaus	81

Abb. 48: Verteilungen der Day-Ahead-Fehler im Winter für unterschiedliche Einspeiseniveaus	81
Abb. 49: Gradientenquantile der Solareinspeisungen in Abhängigkeit des Einspeiseniveaus	82
Abb. 50: Verteilung der 15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung in Abhängigkeit vom Prognoseniveau (ohne Nachtwerte, skaliert auf eine installierte Leistung von 30 GW).....	83
Abb. 51: Verteilung der 15 min-15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung im Sommer in Abhängigkeit vom Prognoseniveau. Einspeisung 0-20 % (links), 15-40 % (Mitte), 35-70 % (rechts)	83
Abb. 52: Verteilung der 15 min-Gradienten der tatsächlichen PV-Einspeisung im Winter in Abhängigkeit vom Prognoseniveau. Einspeisung 0-15 % (links), 10-35 % (mitte), 20-60 % (rechts)	83
Abb. 53: Einteilung der Prognosewerte in 4 Leistungsklassen, 0-10 %, 10-35 %, 35 % bis 65 % und von 65 % bis 100 %	85
Abb. 54: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien	86
Abb. 55: Erwartete Potentiale der Prognoseverbesserung	88
Abb. 56: Gleichzeitiges Auftreten der Fehler der Wind- und Solarleistungsprognose.....	92
Abb. 57: Absoluter Regelleistungsbedarf ohne Berücksichtigung von EE-Erzeugung im Schwach- und Starklastfall	94
Abb. 58: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung für Planungshorizont 1 bei heutiger Prognosegüte	97
Abb. 59: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA- Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1	100
Abb. 60: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung für Planungshorizont 2	102

Abb. 61: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2	104
Abb. 62: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1.....	106
Abb. 63: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2.....	107
Abb. 64: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) für Planungshorizont 1	110
Abb. 65: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1	113
Abb. 66: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) für Planungshorizont 2.....	115
Abb. 67: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2	116
Abb. 68: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1.....	118
Abb. 69: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2.....	119
Abb. 70: Auswirkungen unterschiedlicher Lastniveaus auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für Planungshorizont 1	120

Abb. 71: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche regionale WEA-Verteilungen und Prognosegüten für Planungshorizont 1	122
Abb. 72: Zusätzlicher Regelleistungsbedarf infolge des vollständigen Ausgleichs von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche onshore installierte WEA-Leistungen für den Starklastfall	124
Abb. 73: Zusätzlicher Regelleistungsbedarf infolge des vollständigen Ausgleichs von Kraftwerksausfällen durch die ÜNB in Abhängigkeit von der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche onshore installierte WEA-Leistungen für den Schwachlastfall	125
Abb. 74: Verlaufs der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten Windenergieerzeugung für Onshore-Windenergie und den Planungshorizont 2	126
Abb. 75: Zusätzliche windbedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und der prognostizierten WEA-Einspeisung für situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung für den Planungshorizont 1 für den Schwachlastfall	129
Abb. 76: Vergleich des Regelleistungsbedarfs bei situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung	131
Abb. 77: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore) im Vergleich von Planungshorizont 1 und 2	135
Abb. 78: Erhöhung des Bedarfs an positiver Regelleistung durch zusätzliche regelbare Lasten	138
Abb. 79: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont 1	143
Abb. 80: Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1	147

Abb. 81: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont 2	148
Abb. 82: Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2.....	149
Abb. 83: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 1	151
Abb. 84: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont 2.....	152
Abb. 85: Zusätzliche PV-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung und der prognostizierten PV-Einspeisung für situationsabhängige und nicht-situationsabhängige Bemessung für den Planungshorizont 1 für den Schwachlastfall	153
Abb. 86: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 1 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV)	159
Abb. 87: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 1 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV) im Vergleich zwischen Kombination Wind und PV zur separaten Betrachtung von Wind bzw. PV	161
Abb. 88: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont 2 mit zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik mit Ausnahme von Szenario A (30GW Onshore-Wind und 30GW PV)	162
Abb. 89: Abhängigkeit des Regelbandes von aktueller Leistungsabgabe	167
Abb. 90: Maschinentypen von Pumpspeicherkraftwerken	172

Abb. 91: Berechnungsbeispiel für Szenario 1(30/30/0 – 30) und Kraftwerksklasse mit Anfahrzeit >60min, Leistungsgradient 30 %Pmax/min und 15 % Teillast	177
Abb. 92: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit über 60 min	178
Abb. 93: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 5 min	179
Abb. 94: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 15 min.....	181
Abb. 95: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für konventionelle Kraftwerke mit Anfahrzeit bis 60 min.....	182
Abb. 96: Einflusses des Leistungsgradienten auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung.....	183
Abb. 97: Sensitivität sehr geringer Leistungsgradienten auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung.....	184
Abb. 98: Bewertung des Einflusses der Kraftwerkparameter auf die regelleistungsbedingte Mindesterzeugung	185
Abb. 99: Bewertung des Einflusses von Primärregelleistungsbändern	186
Abb. 100: Regelleistungsbedingte Mindesterzeugung für die definierten Kraftwerksparks	190
Abb. 101: Aufteilung der regelleistungsbedingten Mindesterzeugung auf Kraftwerksklassen für die Szenarien 2 und 3 (60/48/12 – 60 und heute)	191
Abb. 102: Aufteilung der notwendigen regelleistungsbedingte Mindesterzeugung auf Kraftwerksklassen für heutige und stark regenerative Situation mit Berücksichtigung von Pumpspeichern bei der Primärregelung	193
Abb. 103: Eingangsdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont „Day-Ahead“	213
Abb. 104: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung im Vergleich der Planungshorizonte „Day-Ahead“ und „1“ bei heutiger Prognosegüte	216

Abb. 105: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“	217
Abb. 106: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“	219
Abb. 107: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore)	221
Abb. 108: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“	222
Abb. 109: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“	224
Abb. 110: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche regionaler WEA-Verteilungen und Prognosegüten für Planungshorizont „Day-Ahead“	225
Abb. 111: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont „Day-Ahead“	227
Abb. 112: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“	228
Abb. 113: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont „Day-Ahead“ im Schwachlastfall	230

Abb. 114: Wetterstationen der Kontrollregion Weser-Ems.....	231
Abb. 115: Zerfall der Windleistungsprognosefehler für die Kontrollregion mit Wetterstationen (synoptischen Stationen)	232
Abb. 116: Fehlerquantile eines Einzelparks (skaliert und nicht skaliert) gegenüber der dazugehörigen Kontrollregion aufgetragen	233
Abb. 117: Einteilung der Prognosewerte in 4 Leistungsklassen, 0 %-10 %, 10-35 %, 35 bis 65 % und von 65 bis 100 %	234
Abb. 118: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien	235
Abb. 119: Einteilung der Prognosewerte in 4 jahreszeitenabhängige Leistungsklassen, 0-10 %, 10-35 %, 35 bis 65 % und von 65 bis 100 %	236
Abb. 120: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien, normiert mit der möglichen Maximalleistung für diese Tage.....	237
Abb. 121: Jahreszeitliche Maximalkurve.....	238
Abb. 122: Fehlerquantile für die dayahead-Prognose, Klassierung nach Maximalleistung	239
Abb. 123: Fehlerquantile für die dayahead-Prognose, Klassierung nach jahreszeitenabhängiger Maximalleistung	240

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken entsprechend der Auswertung des VGB.....	5
Tab. 2: Vorgegebene Ausbauszenarien der Windenergie unterteilt nach Onshore- und Offshore-Anteil	54
Tab. 3: Einspeiseklassen für die Windenergieeinspeiseniveaus	57
Tab. 4: Unterschiedene Klassen relativer prognostizierter PV-Einspeisung	87
Tab. 5: Betrachtete Kombinationen von installierter Windenergie- und PV- Anlagenleistung in GW.....	89
Tab. 6: Prozentuales Auftreten der Kombination von Wind- und PV-Einspeisung der jeweiligen Einspeiseklassen	90
Tab. 7:Häufigkeiten der betrachteten und interpolierten Einspeiseklassen.....	130
Tab. 8:Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes durch Leistungsgradienten	169
Tab. 9: Untersuchungsszenarien und Regelleistungsanforderungen	174
Tab. 10: Zusätzliche Untersuchungsszenarien mit Erbringung der gesamten negativen.....	175
Tab. 11: Variationen der technischen Parameter thermischer Kraftwerke.....	176
Tab. 12: Betrachtete Kraftwerksparkvariationen	187
Tab. 13: Zusätzliche Kraftwerksparkvariation	192

Anhang

A Sensitivitätsanalyse Planungshorizont „Day-Ahead“

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Regelleistungsbemessungen für den in Abschnitt 2.4 erwähnten Planungshorizont „Day-Ahead“ beschrieben und diskutiert.

Dieser Planungshorizont ist bewusst als Worst-Case-Abschätzung für den EE-bedingten Regelleistungsbedarf und daraus resultierende Anforderungen an die vorzuhaltende gesicherte Kraftwerksleistung ausgelegt. Die Ergebnisse sollen ausschließlich zur Prüfung dienen, ob der in Planungshorizont 1 ermittelte Bedarf an Stundenreserve – so wie heute üblich ist – immer an einem ausreichend liquiden Intraday-Markt bezogen werden kann, ohne ein höheres Defizitniveau zu riskieren (siehe Abschnitt 4.2.8).

Die Ergebnisbeschreibung erfolgt daher bewusst getrennt von der Beschreibung für die beiden übrigen Planungshorizonte 1 und 2, um Fehlinterpretationen beim Ergebnisvergleich zu vermeiden. Diese könnten daraus resultieren, dass bei den Regelleistungsbemessungen für den Planungshorizont „Day-Ahead“ ausschließlich Day-Ahead-Prognosen der EE-Erzeugung verwendet werden. Dies ermöglicht zwar, dass die Day-Ahead beschaffte Regelleistung ausreicht, um alle gegenüber der Day-Ahead-Fahrplananmeldung auftretenden Abweichungen ohne Intraday-Handel oder eine weitere Anpassung der geplanten Kraftwerksfahrweise durch die Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen. Dies führt jedoch zu einem systematisch höheren Regelleistungsbedarf als dies bei heutiger Praxis von Regelleistungsbemessung und -beschaffung üblich ist. In der heutigen Praxis werden bereits Bilanzabweichungen, die durch Kurzfristprognosen mit einigen Stunden Vorlauf absehbar sind, nicht durch den Einsatz von SRL und MRL sondern z. B. durch Intraday-Handel oder eine Anpassung der geplanten Kraftwerksfahrweise durch die Bilanzkreisverantwortlichen ausgeglichen. Der Planungshorizont „Day-Ahead“ stellt somit eine Verschlechterung gegenüber dem Status quo dar.

Bei der Ergebnisbeschreibung wird vorausgesetzt, dass die Diskussion der Ergebnisse für die Planungshorizonte 1 und 2 bekannt ist (siehe Abschnitt 3.3).

A.1 Definition des Planungshorizonts

Der Planungshorizont „Day-Ahead“ soll den theoretisch-maximalen Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsbedarf abschätzen. Dazu wird davon ausgegangen, dass die EE-Erzeugung gemäß Day-Ahead-Prognose vermarktet und die erforderliche Regelleistung (hier ausschließlich MRL und SRL) auf Basis der Day-Ahead-Prognose dimensioniert und beschafft wird. Mit der MRL und SRL werden die gesamten Prognosefehler der Day-Ahead-Prognose ausgeglichen.

Konkret gehen die in Abb. 103 aufgeführten Eingangsdaten in die verschiedenen Bemessungsschritte ein.

Planungshorizont "day-ahead"		
Ursachen für Bilanzabweichungen	SRL	SRL+MRL
Kraftwerksausfälle mit 15 min Wirkungsdauer	✓	
Kraftwerksausfälle mit 1h Wirkungsdauer		✓
Kraftwerksausfälle mit <= 1 Tag Wirkungsdauer		
Lastprognosefehler		✓
Lastrauschen	✓	✓
EE-Prognosefehler d-1 / d-1		✓
EE-Rauschen	✓	✓

Abb. 103: Eingangsdaten für die Regelleistungsdimensionierung in Planungshorizont „Day-Ahead“

A.2 Wesentliche Ergebnisse

Der Regelleistungsbedarf für den Planungshorizont „Day-Ahead“ zeigt qualitativ ähnliche Abhängigkeiten von der installierten und der relativen prognostizierten WEA-Leistung wie für die Planungshorizonte 1 und 2.

Für Planungshorizont „Day-Ahead“ ergibt sich im Vergleich zu Planungshorizont 1 ein sehr ähnlicher Gesamtbedarf an positiver Regelleistung, jedoch ein wesentlich höherer Bedarf an positiver und insbesondere negativer GRL (Summe aus SRL und MRL). Der Bedarf an SRL ist in beiden Planungshorizonten praktisch gleich groß (siehe Abb. 104).

In Planungshorizont 1 kann insbesondere ein erheblicher Anteil des Gesamtbedarfs an positiver Regelleistung durch Stundenreserve bzw. den Intraday-Handel kompensiert werden. Dadurch resultiert ein geringerer Bedarf an positiver GRL in Planungshorizont 1 im Vergleich zum Planungshorizont „Day-Ahead“. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Planungshorizont 1 ein Erzeugungsdefizit, das aus der Differenz der Day-Ahead-Prognose (d-1) und Intraday-Prognose (h-2) resultiert, durch den Einsatz von positiver HRL bzw. in der Praxis durch den Intraday-Handel kompensiert wird. Positive GRL muss daher bei Planungshorizont 1 nur zum Ausgleich der 2-hour-ahead-Windprognosefehler (und aller sonstiger erst kurzfristig erkennbarer Bilanzabweichungen) eingesetzt werden.

Der geringere Bedarf an negativer GRL in Planungshorizont 1 ist darauf zurückzuführen, dass für den Planungshorizont „Day-Ahead“ unterstellt wird, dass alle Fehler der Day-Ahead-Windleistungsprognose durch den Einsatz von negativer GRL ausgeglichen werden müssen, in Planungsho-

Horizont 1 wird negative Regelleistung jedoch nur für den Ausgleich der aus der 2-hour-ahead-Prognose resultierender Erzeugungsüberschüsse benötigt (siehe Abschnitt 2.4), alle darüber hinausgehenden EE-bedingten positiven Prognosefehler (Erzeugungsüberschüsse) können durch die Abregelung der EE-Einspeisung ausgeglichen werden⁴².

A.3 Einfluss der Windenergie auf den Regelleistungsbedarf

A.3.1 Ausschließlich Onshore-Windenergie

A.3.1.1 Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik

Die Ergebnisse der Bemessung der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für den Planungshorizont „Day-Ahead“ für Schwachlast am Beispiel der Onshore-Windenergie zeigt Abb. 104. Dabei werden ausgewählte Ergebnisse im Vergleich zu Planungshorizont 1 dargestellt. Der Regelleistungsbedarf im Planungshorizont „Day-Ahead“ ist sowohl von der installierten WEA-Leistung als auch von der prognostizierten Einspeisung abhängig.

Der Regelleistungsbedarf zeigt qualitativ ähnliche Abhängigkeiten von der installierten und der relativen prognostizierten WEA-Leistung wie für die Planungshorizonte 1 und 2. Quantitativ zeigen die Ergebnisse für den Planungshorizont „Day-Ahead“ jedoch, wie erwartet, einen wesentlich höheren Bedarf an positiver und insbesondere negativer GRL (Summe aus SRL und MRL) als in Planungshorizont 1.

Der geringere Bedarf an positiver GRL in Planungshorizont 1 ist darauf zurückzuführen, dass hier ein - aus der Differenz der Day-Ahead-Prognose (d-1) und Intraday-Prognose (h-2) resultierendes - Erzeugungsdefizit durch den Einsatz von HRL+ bzw. in der Praxis durch den Intraday-Handel kompensiert wird. MRL+ muss daher bei Planungshorizont 1 nur zum Ausgleich der 2-hour-ahead-Windprognosefehler (und aller sonstiger erst kurzfristig erkennbarer Bilanzabweichungen) eingesetzt werden. Dabei zeigt Abb. 104 deutlich, dass der Gesamtbedarf an positiver Regelleistung im Vergleich der Planungshorizonte „Day-Ahead“ und 1 sehr ähnlich ist, die Ergebnisse für den Planungshorizont 1 jedoch explizit den Anteil der HRL+ ausweisen, der nicht durch SRL und MRL vorgehalten werden muss, sondern so wie heute üblich durch Intraday-Handel ausgeglichen werden kann. Der Vergleich der positiven GRL (SRL+MRL) in Planungshorizont „Day-Ahead“ und der

⁴² Abgeregelt wird der Erzeugungsüberschuss, der aus Differenz zwischen der Day-Ahead- und 2-hour-ahead-Prognose resultiert nur, sofern er im Betrieb tatsächlich auftritt.

positiven VRL (SRL+MRL+HRL) in Planungshorizont 1 zeigt einen geringfügig niedrigeren Bedarf in Planungshorizont 1⁴³.

Der geringere Bedarf an negativer GRL in Planungshorizont 1 ist darauf zurückzuführen, dass für den Planungshorizont „Day-Ahead“ unterstellt wird, dass alle Prognose-Fehler der Day-Ahead-Windleistungsprognose durch den Einsatz von MRL ausgeglichen werden müssen. Im Gegensatz dazu wird in dieser Studie für den Planungshorizont 1 ein Konzept unterstellt, bei dem ein Teil der möglichen EE-bedingten positiven Prognosefehler (Erzeugungsüberschüsse) durch die Abregelung der EE-Einspeisung ausgeglichen werden kann⁴⁴ und negative Regelleistung daher nur für den Ausgleich der aus der 2-hour-ahead-Prognose resultierender Erzeugungsüberschüsse benötigt wird (siehe Abschnitt 2.4).

Sowohl die Bemessungsergebnisse für SRL+ als auch für SRL- stimmen bis auf marginale Abweichungen mit den Bemessungsergebnissen des Planungshorizonts 1 überein. Da dieselben Bilanzabweichungen in die im Rahmen des Regelleistungsbemessungsverfahrens bestimmte Dichteverteilung zur SRL-Dimensionierung einfließen, ist dies auch zu erwarten⁴⁵.

⁴³ Dies ist durch das größere (vorgegebene) Defizitniveau im Planungshorizont 1 (0,1 % für VRL) im Vergleich zu Planungshorizont „Day-Ahead“ (0,025 % für GRL) zu erklären.

⁴⁴ Abgeregelt wird der Erzeugungsüberschuss, der aus Differenz zwischen der Day-Ahead- und 2-hour-ahead-Prognose resultiert nur, sofern er im Betrieb tatsächlich auftritt.

⁴⁵ Abweichungen sind allenfalls durch ein Beschneiden der SRL-Bedarf-Verteilung an unterschiedlichen Stellen durch die unterschiedliche bemessene GRL und wiederum das Beschneiden der GRL-Bedarf-Verteilung an den Stellen der bemessenen VRL zu erwarten und zu erklären (s. Abschnitt 2.3).

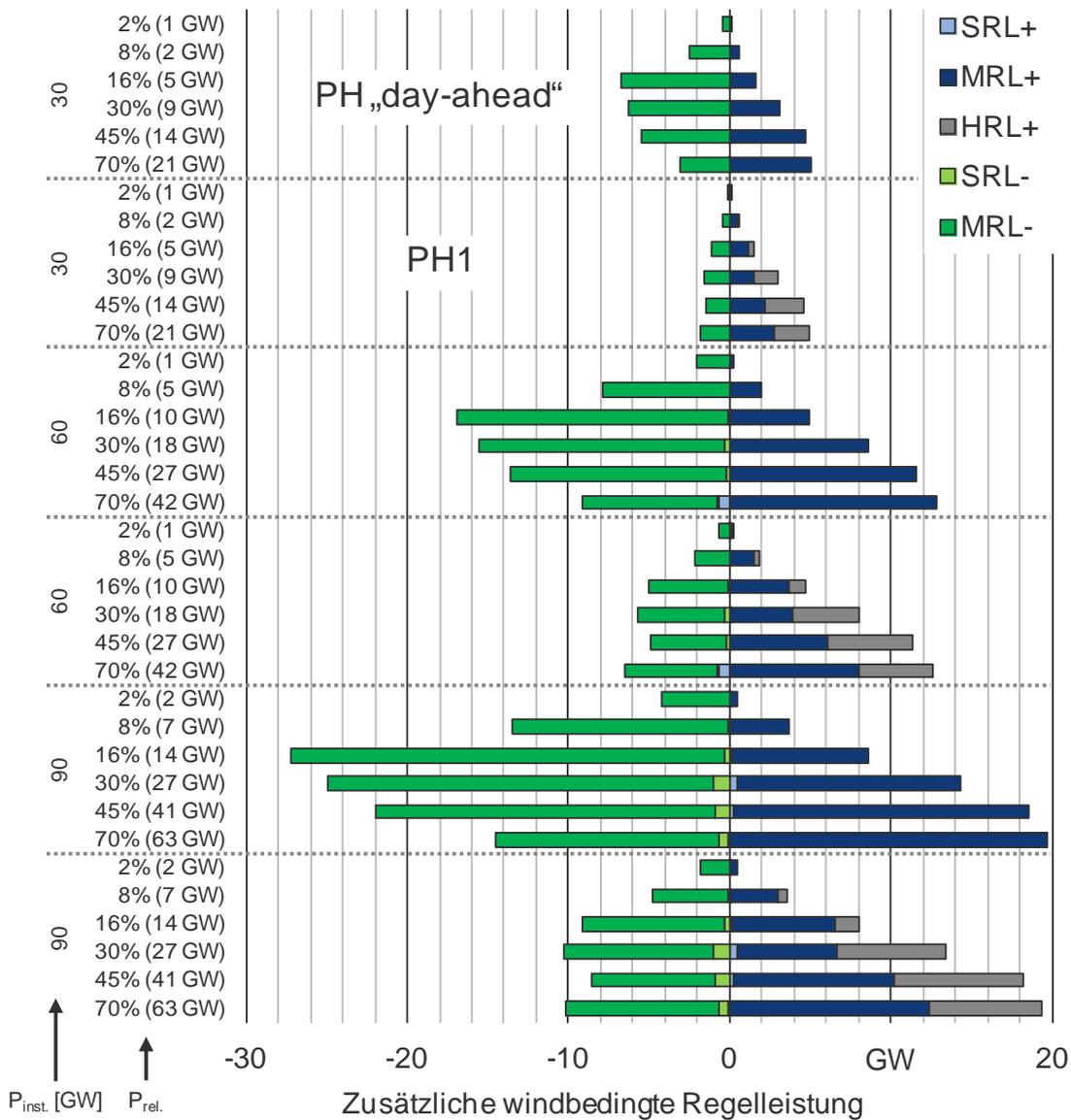


Abb. 104: Zusätzliche windbedingte Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung im Vergleich der Planungshorizonte „Day-Ahead“ und „1“ bei heutiger Prognosegüte

Sehr auffällig für Planungshorizont „Day-Ahead“ ist die deutliche Zunahme des Bedarfs an positiver Regelleistung, sowohl mit zunehmender installierter WEA-Leistung als auch mit zunehmender prognostizierter Einspeiseleistung.

Auch der Bedarf an negativer Regelleistung steigt deutlich mit zunehmender installierter WEA-Leistung. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für den Planungshorizont 1 steigt jedoch der Bedarf an negativer Regelleistung mit zunehmender prognostizierter WEA-Leistung zunächst an, nimmt aber mit weiter zunehmender prognostizierter WEA-Leistung wieder ab.

Den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung zeigt Abb. 105 für den Schwachlastfall. Die Verhältnisse aus der prognostizierten WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingtem Bedarf an positiver Regelleistung liegen für eine installierte Leistung von 30 GW zwischen 2,9 und 4,2 sowie für eine installierte Leistung von 90 GW zwischen 1,7 und 3,2.

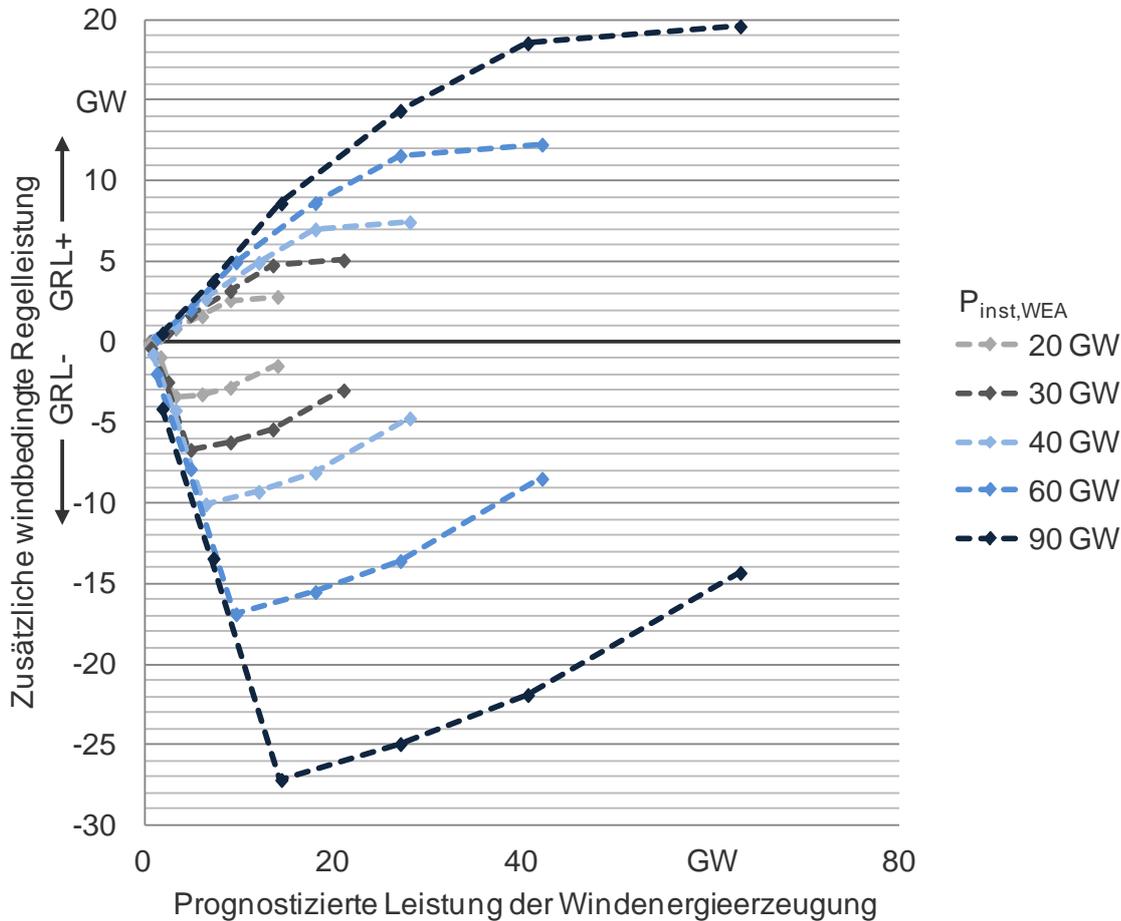


Abb. 105: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“

A.3.1.2 Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik

Abb. 106 zeigt die Auswirkungen einer gegenüber heute verbesserten, zukünftigen Prognosegüte in Kombination mit neuer Anlagentechnik auf den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf exemplarisch für ausgewählte installierte Onshore-WEA-Leistungen. Deutlich zeigt sich auch hier der starke Rückgang der vorzuhaltenden zusätzlichen windbedingten GRL bei zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik. So sinkt der Bedarf an zusätzlicher windbedingter posi-

tiver und negativer GRL+ um ca. 40 %. Die bereits im Hauptteil dieses Berichts beschriebenen Erkenntnisse, insbesondere zu Planungshorizont 1, spiegeln sich auch in den Ergebnissen zum Planungshorizont „Day-Ahead“ wider.

Entsprechend vergrößert sich auch das Verhältnis aus prognostizierter WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung zur heutigen Prognosegüte. Die Verhältnisse aus der prognostizierten WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingtem Bedarf an positiver Regelleistung liegen bei zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik für eine installierte Leistung von 30 GW zwischen 4,8 und 7,5 sowie für eine installierte Leistung von 90 GW zwischen 2,7 und 4,8.

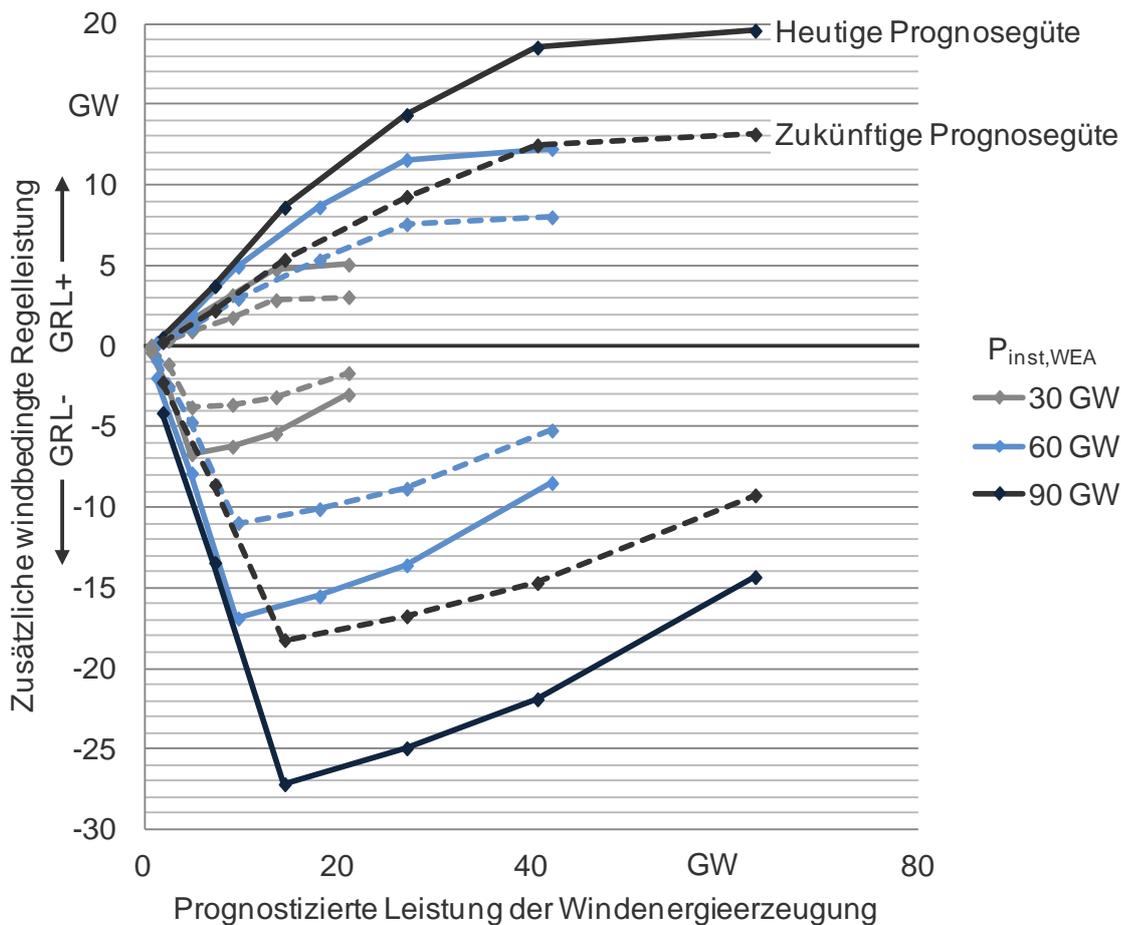


Abb. 106: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“

A.3.2 Kombinierte Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie

A.3.2.1 Heutige Prognosegüte mit heutiger Anlagentechnik

Abb. 107 zeigt die Ergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für den Planungshorizont „Day-Ahead“ und Schwachlast bei kombinierter Betrachtung von Onshore- und Offshore-WEA-Leistung.

Ebenso wie bei der isolierten Betrachtung der Onshore-Windenergie ist der Regelleistungsbedarf sowohl von der installierten WEA-Leistung als auch von der prognostizierten Einspeisung abhängig. Zu erkennen ist auch ein mit zunehmender Offshore installierter Leistung deutlich steigender Regelleistungsbedarf.

Sehr auffällig für Planungshorizont „Day-Ahead“ ist die deutliche Zunahme des Bedarfs an positiver Regelleistung, sowohl mit zunehmender installierter WEA-Leistung als auch mit zunehmender prognostizierter Einspeiseleistung.

Auch der Bedarf an negativer Regelleistung steigt deutlich mit zunehmender installierter WEA-Leistung. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für den Planungshorizont 1 steigt auch bei kombinierter Betrachtung von Onshore- und Offshore-Windenergie der Bedarf an negativer Regelleistung mit zunehmender prognostizierter WEA-Leistung zunächst an, nimmt aber mit weiter zunehmender prognostizierter WEA-Leistung wieder ab. Auffällig ist jedoch, dass sich mit zunehmendem Offshore-Anteil die relative Einspeisung, bei der der maximale Bedarf an GRL- vorliegt, hin zu niedrigeren relativen Einspeisungen verschiebt. Liegt der maximale Bedarf an GRL- für das Szenario 40/35/5 noch bei einer relativen Einspeisung von 16 % vor, tritt er im Szenario 120/70/50 bereits bei einer relativen Einspeisung von 8 % auf.

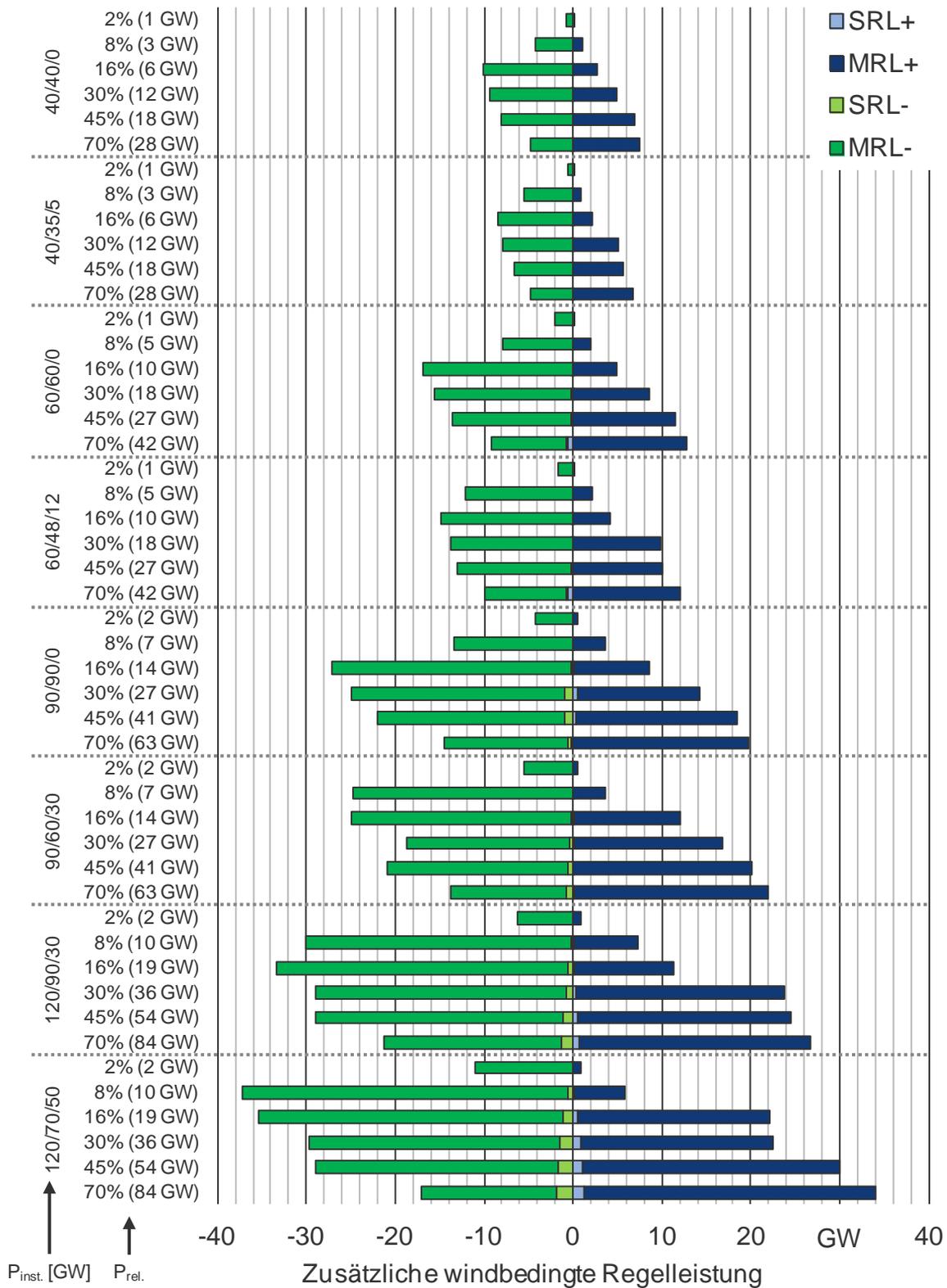


Abb. 107: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen windbedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter WEA-Leistung (gesamt/onshore/offshore)

In Abb. 108 ist der Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für den Schwachlastfall dargestellt. Die Verhältnisse aus der prognostizierten WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingtem Bedarf an positiver Regelleistung betragen für eine installierte Leistung von 30 GW zwischen 2,9 und 4,2 sowie für eine installierte Leistung von 70 GW Onshore und 50 GW Offshore zwischen 1,0 und 2,5.

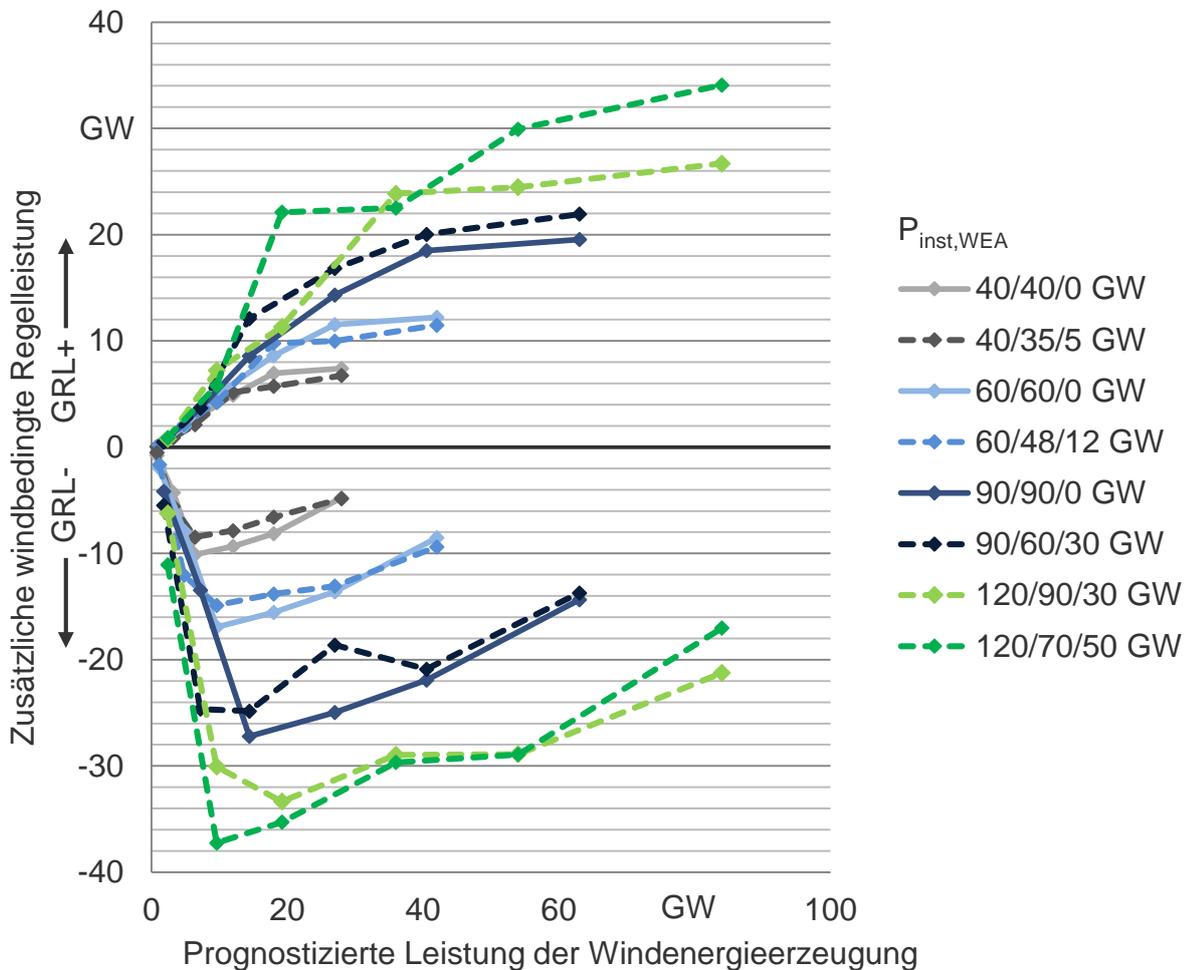


Abb. 108: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“

A.3.2.2 Zukünftige Prognosegüte und neue Anlagentechnik

Abb. 109 zeigt die Auswirkungen einer gegenüber heute verbesserten, zukünftigen Prognosegüte auch in Kombination mit neuer Anlagentechnik auf den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf exemplarisch für ausgewählte installierte Leistungen unterschiedlicher Kombinationen Onshore und Offshore installierter WEA-Leistung. Deutlich zeigt sich auch hier der starke

Rückgang der vorzuhaltenden zusätzlichen windbedingten GRL bei zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik. So sinkt der Bedarf an zusätzlicher windbedingter GRL+ um 36 %, der Bedarf an GRL- um 32 %. Die bereits im Hauptteil dieses Berichts beschriebenen Erkenntnisse, insbesondere zu Planungshorizont 1, spiegeln sich auch in den Ergebnissen zum Planungshorizont „Day-Ahead“ wider.

Entsprechend vergrößert sich auch das Verhältnis aus prognostizierter WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingten Bedarf an positiver Regelleistung zur heutigen Prognosegüte. Die Verhältnisse aus der prognostizierten WEA-Einspeisung und dem zusätzlichen windbedingtem Bedarf an positiver Regelleistung für die Unterstellung einer zukünftigen Prognosegüte liegen für eine installierte Leistung von 30 GW zwischen 4,8 und 7,5 und für eine installierte Leistung von 70 GW Onshore und 50 GW Offshore zwischen 1,4 und 3,6.

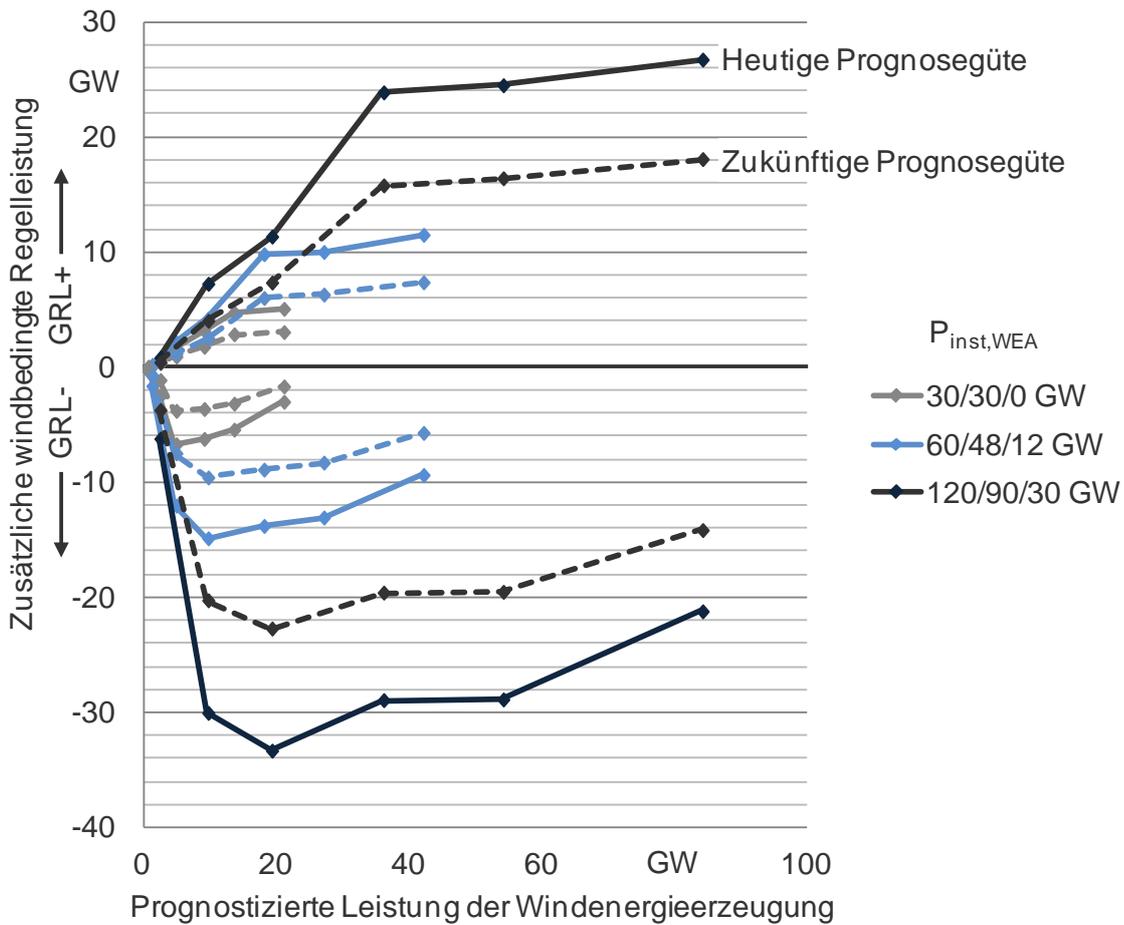


Abb. 109: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der absoluten prognostizierten WEA-Erzeugung für unterschiedliche installierte WEA-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“

A.3.3 Veränderte regionale Windverteilung

Die Auswirkungen einer gegenüber heute stärkeren Gewichtung der Windenergieerzeugung in Süddeutschland (abweichende Onshore-WEA-Verteilung) auf den deutschlandweiten Bedarf an Regelleistung zeigt Abb. 110. Weiterhin setzt Abb. 110 den Regelleistungsbedarf in Abhängigkeit von der regionalen Verteilung und dem Niveaus der Prognosegüte in Beziehung zueinander.

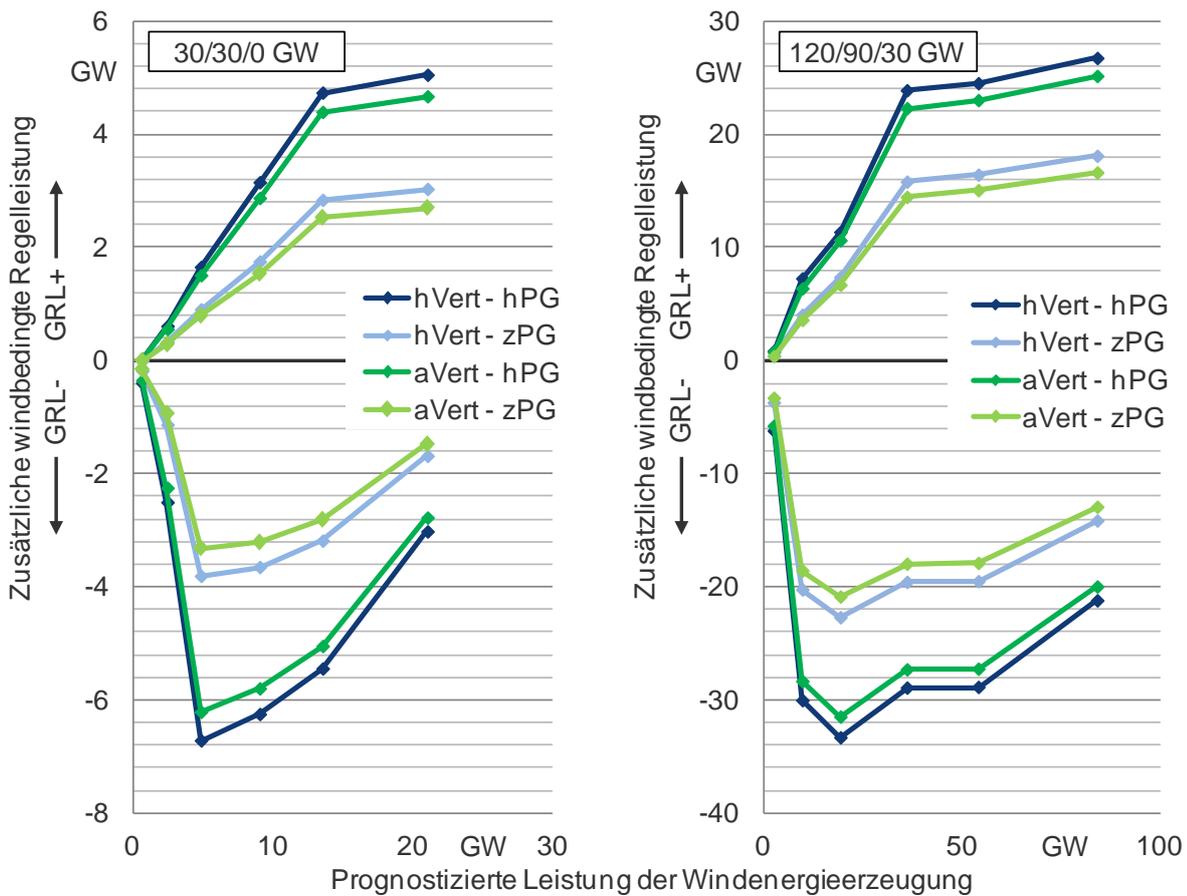


Abb. 110: Verlauf der zusätzlichen windbedingten GRL über der prognostizierten WEA-Einspeisung für unterschiedliche regionaler WEA-Verteilungen und Prognosegüten für Planungshorizont „Day-Ahead“⁴⁶

Eine von der heutigen Verteilung abweichende regionale Verteilung der WEA-Leistung mit einem unterstellten stärkeren WEA-Ausbau in Süddeutschland zeigt einen um ca. 10 % geringeren Regelleistungsbedarf im Vergleich zur heutigen Anlagenverteilung. Der mögliche Effekt hierdurch ist somit erheblich kleiner als der Effekt durch eine Verbesserung der Prognosegüte.

Die Interpretation der Bemessungsergebnisse führt zu denselben Erkenntnissen, die bereits in Abschnitt 4.2.4 ausführlich diskutiert wurden.

⁴⁶ Abkürzungen: hVert = heutige Verteilung, aVert = abweichende Verteilung, hPG = heutige Prognose-Güte mit heutiger Anlagentechnik, zPG = zukünftige Prognosegüte mit zukünftiger Anlagentechnik

A.4 Einfluss der Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf

A.4.1 Heutige Prognosegüte

Abb. 111 zeigt die Ergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für den Planungshorizont „Day-Ahead“ und Schwachlast. Der Regelleistungsbedarf im Planungshorizont „Day-Ahead“ ist sowohl von der installierten PV-Leistung als auch von der prognostizierten Einspeisung abhängig.

Für Planungshorizont „Day-Ahead“ ergibt sich ein wesentlich höherer Bedarf an positiver und negativer GRL (Summe aus SRL und MRL) im Vergleich zu Planungshorizont 1. Der Bedarf an SRL ist in beiden Planungshorizonten praktisch gleich groß.

Der Einfluss der Photovoltaik auf den zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf im Planungshorizont „Day-Ahead“ verhält sich im Sommer qualitativ ähnlich wie in Planungshorizont 1 und 2.

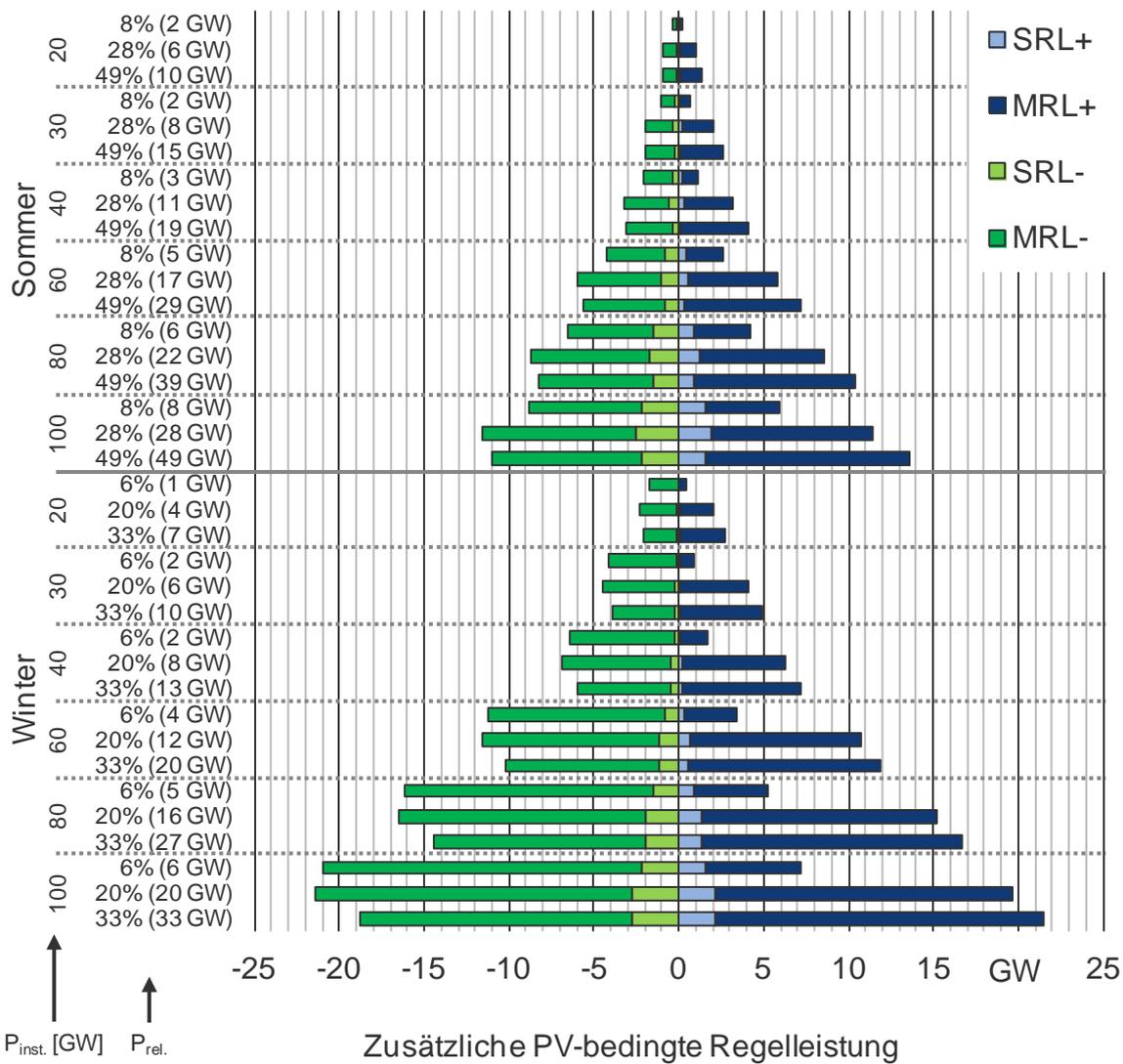


Abb. 111: Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten Regelleistung für Schwachlast in Abhängigkeit von installierter und prognostizierter PV-Leistung für Planungshorizont „Day-Ahead“

Eine Besonderheit bei dem zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf tritt im Winter für negative zusätzliche Minutenreserve auf. Im Gegensatz zu den übrigen Bemessungsergebnissen liegt der Bedarf an zusätzlicher PV-bedingter MRL- unabhängig von der prognostizierten Leistung auf einem ähnlichen Niveau. Der deutlich niedrigere Bedarf an MRL- in der Klasse mit der kleinsten relativen PV-Einspeisung, der sich anhand der Ergebnisse für die Planungshorizonte 1 und 2 nachweisen lässt, zeigt sich in den Ergebnissen für den Planungshorizont „Day-Ahead“ also nicht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass alle Day-Ahead erstellten bedingten Prognosefehlerverteilungen hohe positive Prognosefehler aufweisen. Offenbar treten also unabhängig von der Höhe

der prognostizierten PV-Einspeisung Day-Ahead noch große Unterschätzungen der tatsächlichen PV-Einspeisung auf. Dieser Effekt ist im Winter ausgeprägter als im Sommer.

Für die Bemessungsergebnisse der zusätzlichen PV-bedingten GRL+ in Abhängigkeit von der prognostizierten PV-Einspeisung gelten die Ausführungen zu Planungshorizont 1 (in Abschnitt 4.3.1) entsprechend.

A.4.2 Zukünftige Prognosegüte

In Abb. 112 zeigt die Auswirkungen einer gegenüber heute verbesserten, zukünftigen Prognosegüte auf den zusätzlichen PV-bedingten Regelleistungsbedarf exemplarisch für ausgewählte installierte PV-Leistungen. Deutlich zeigt sich auch hier der starke Rückgang der vorzuhaltenden zusätzlichen PV-bedingten GRL bei zukünftiger Prognosegüte.

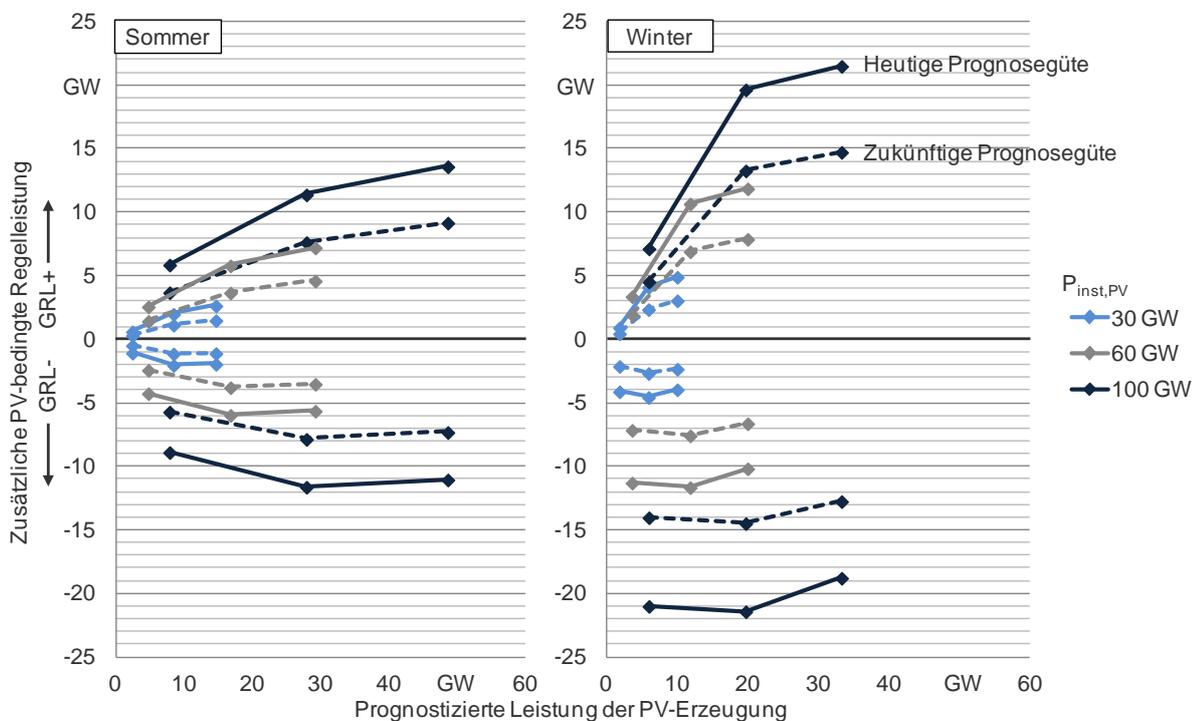


Abb. 112: Einfluss der Prognosegüte auf den Verlauf der zusätzlichen PV-bedingten GRL über der absoluten prognostizierten PV-Erzeugung für unterschiedliche installierte PV-Leistungen im Schwachlastfall für Planungshorizont „Day-Ahead“

Die bereits im Hauptteil dieses Berichts beschriebenen Erkenntnisse, insbesondere zu Planungshorizont 1, spiegeln sich auch in den Ergebnissen zum Planungshorizont „Day-Ahead“ wider.

A.5 Einfluss von Windenergie und Photovoltaik auf den Regelleistungsbedarf

Abb. 113 zeigt den EE-bedingten zusätzlichen Regelleistungsbedarf bei einer kombinierten Betrachtung der Wind- und PV-Einflüsse für den Planungshorizont „Day-Ahead“ für den Schwachlastfall in Abhängigkeit von der installierten und prognostizierten Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik.

Dabei wurde - basierend auf der aktuellen installierten Wind- und PV-Leistung in Deutschland - für das Szenario A (30 GW Onshore-Wind und 30 GW PV) von der heutigen Prognosegüte und heutiger Anlagentechnik sowie für alle weiteren Szenarien, die einen in der Zukunft liegenden möglichen Ausbau darstellen, von zukünftiger Prognosegüte und neuer Anlagentechnik ausgegangen (siehe Abschnitt 3.4).

Die bereits im Hauptteil dieses Berichts beschriebenen Erkenntnisse, insbesondere zu Planungshorizont 1 (siehe Abschnitt 4.4), spiegeln sich auch in den Ergebnissen zum Planungshorizont „Day-Ahead“ wider. Insbesondere gilt: Wie bereits bei der separaten Betrachtung der Wind- und PV-Auswirkungen, steigt der Regelleistungsbedarf mit der installierter Wind- und PV-Leistung. Dabei kommt es durch die teilweise Kompensation von Wind- und PV-bedingten Bilanzabweichungen bei gemeinsamer Berücksichtigung von Wind und PV jedoch nicht zu einer einfachen additiven Überlagerung des jeweils separat für Wind und PV bestimmten Regelleistungsbedarfs. Der gemeinsame Regelleistungsbedarf ist daher geringer als die Summe der einzelnen Regelleistungsbedarfe für Wind und PV. Vielfach ist der gemeinsame Regelleistungsbedarf nur unwesentlich größer als der jeweils größere einzelne Regelleistungsbedarf von Wind oder PV.

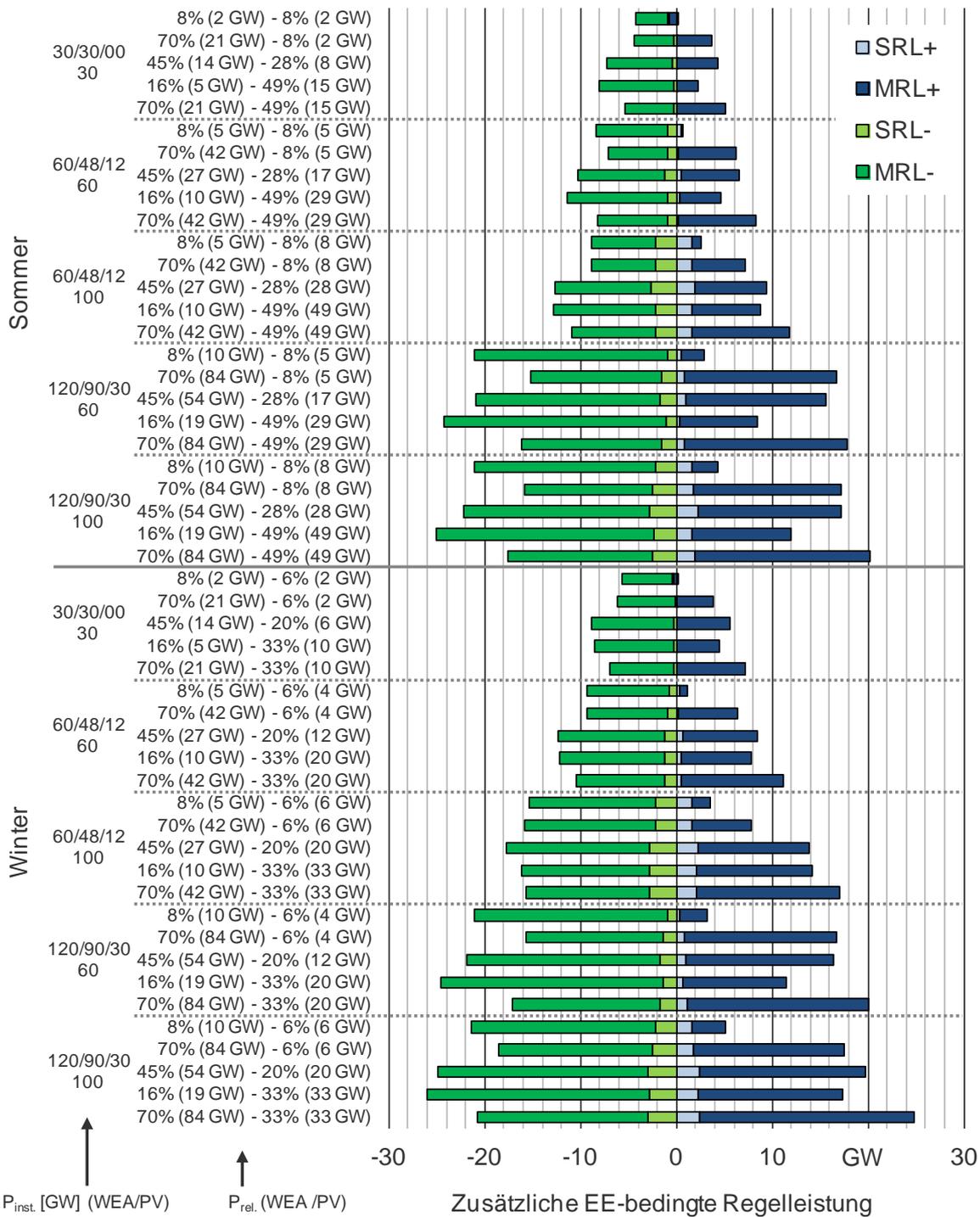


Abb. 113: Zusätzliche EE-bedingte Regelleistung in Abhängigkeit von der installierten EE-Leistung und der prognostizierten EE-Einspeisung für den Planungshorizont „Day-Ahead“ im Schwachlastfall

B Anwendung des Offshoreverfahrens auf eine Kontrollregion

In diesem Kapitel wird erläutert, wie das Verfahren zur Parametrierung der Offshore-Prognosefehlerverteilung anhand einer Kontrollregion verifiziert wurde (siehe Abschnitt 3.2.1).

Aufgrund der guten Datenlage, sowie der vermuteten Ähnlichkeit zur Offshore-Region wurde Verfahren für die Region Weser-Ems getestet. Die folgende Grafik zeigt betrachtete Wetterstationen (synoptische Stationen) in der Region Weser-Ems.

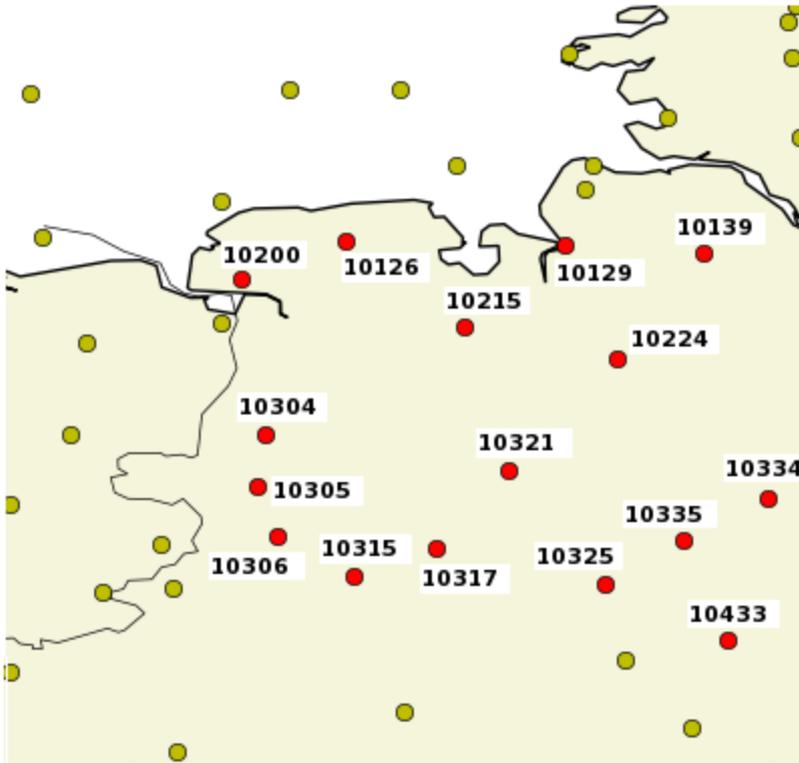


Abb. 114: Wetterstationen der Kontrollregion Weser-Ems

Analog zu obigem Verfahren wurden hier der Zerfall der Fehler der Windleistungsprognose über die Regionsgröße evaluiert. Dies wurde in einem ersten Schritt für die Wetterstationen (synoptischen Stationen) durchgeführt. Die Ergebnisse für die Wetterstationen zeigt Abb. 115. Rote Datenpunkte repräsentieren dabei Ensembles in der onshore-Kontrollregion, blaue Datenpunkte entsprechen Offshore-/Küstenensembles.

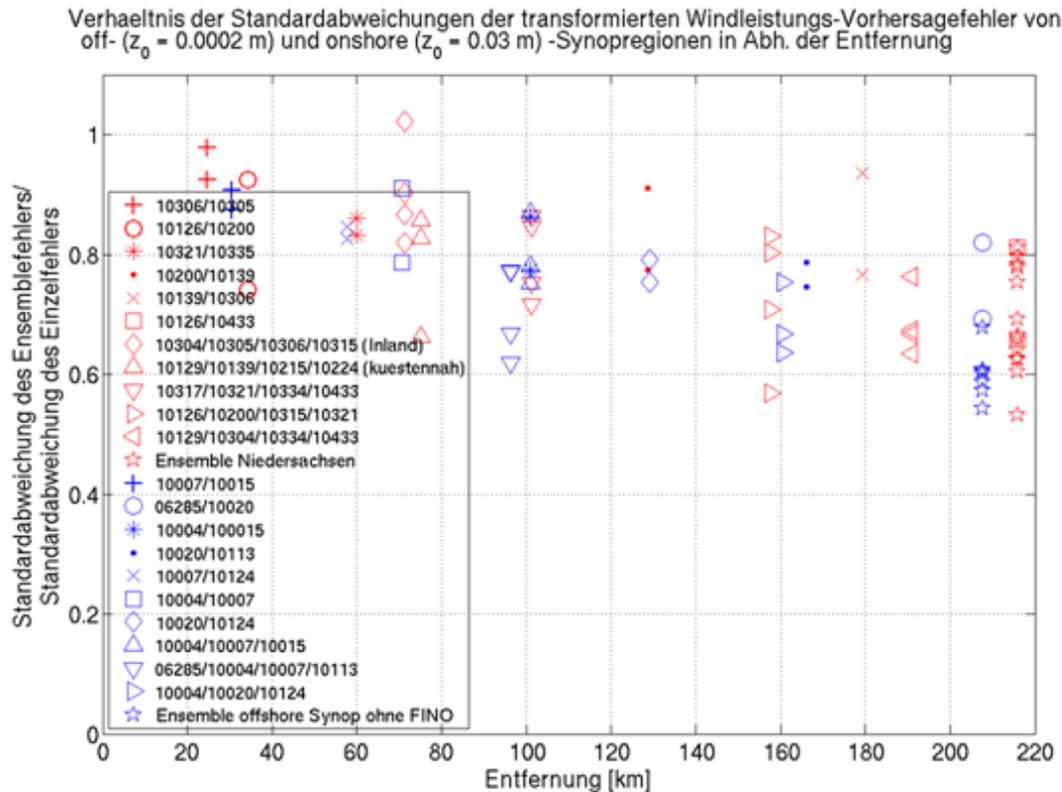


Abb. 115: Zerfall der Windleistungsprognosefehler für die Kontrollregion mit Wetterstationen (synoptischen Stationen)

Für die Windparks in einem Portfolio in der gleichen Region wurde in einem zweiten Schritt ebenfalls eine entsprechende Analyse durchgeführt. Der Zerfall ist bei den Leistungsfehlern der Windparks etwas stärker als bei den transformierten Daten der Wetterstationen (synoptischen Stationen).

Aus der Windparkbetrachtung lässt sich ein mittlerer erforderlicher Skalierungsfaktor von 0,62 ermitteln (Quotient aus $rmse_Region$ zu mittlerer $rmse_Windparks$). Er ergibt sich in dem man RMSE und Quantile der Region ins Verhältnis zu RMSE und Quantilen mehrerer Einzelparks setzt. Versucht man diesen Wert aus der Kurve des Fehlerzerfalls abzulesen (vgl. Abb.115) so erreicht man dies bei einer Regionsgröße zwischen 200 und 300 km. Das passt gut zur tatsächlichen Größe der Kontrollregion. Das Verfahren kann also die empirisch ermittelten Faktoren gut wiedergeben.

Abb. 116 zeigt die Quantile der Prognosefehler der Kontrollregion gegenüber den skalierten Prognosefehlern eines Einzelparks. Dabei sind in blau die Fehler eines Windparks gegen die Fehler eines Portfolios aufgetragen. In grün sind die Fehler nach einer Skalierung mit dem hier dis-

kutierten Ansatz aufgetragen. Die grünen Punkte weisen eine große Nähe zur Winkelhalbierenden auf. Die hier verwendete Korrektur bildet also den wesentlichen Effekt der statistischen Glättung ab. Eine detailliertere Untersuchung für unterschiedliche Quantile wäre hier möglich. Die Ergebnisse ließen sich aber aufgrund der eingeschränkten Datenlage nicht auf die Offshore-Region anwenden.

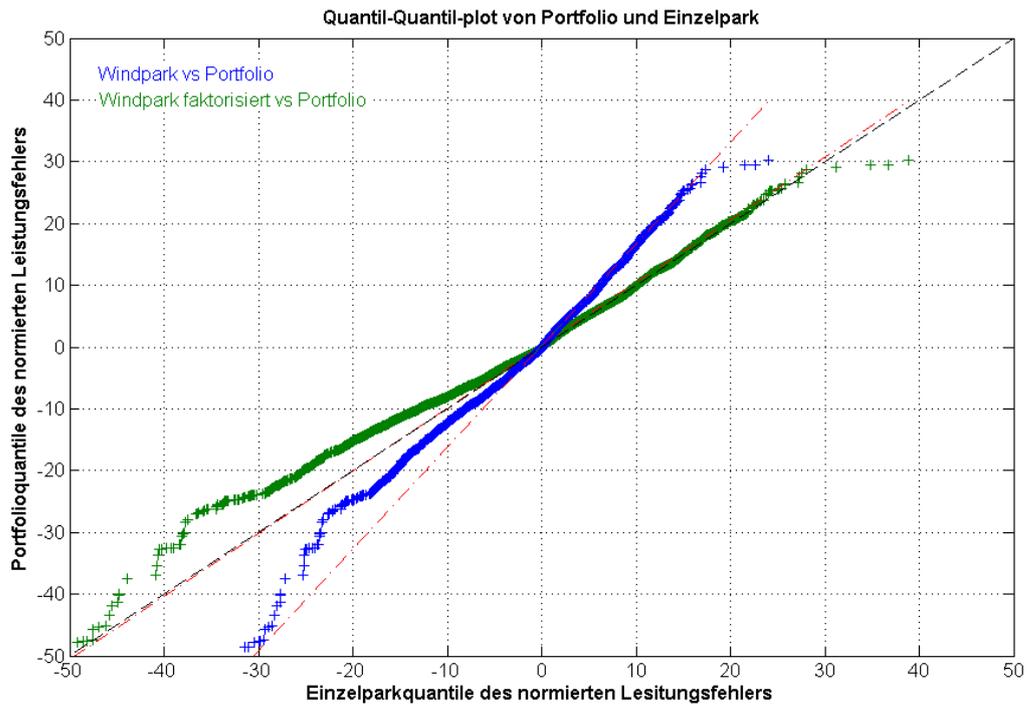


Abb. 116: Fehlerquantile eines Einzelparks (skaliert und nicht skaliert) gegenüber der dazugehörigen Kontrollregion aufgetragen

Das Verfahren, aus Daten einzelner Windparks auf die Verteilungen einer Region zu schließen, konnte für die Kontrollregion also eine grundsätzliche Eignung zeigen.

C Zwei unterschiedliche Klassierungsmethoden der PV im Vergleich

Ansatz 1: Klassierung nach Maximalleistung

Die grundlegende Annahme ist, dass bestimmte charakteristische Prognosefehler gehäuft bei Vorliegen einer bestimmten prognostizierten PV-Einspeisung (d. h. bei einem bestimmten Anteil der für diesen Zeitpunkt vorhergesagten Einspeisung an der installierten Leistung) auftreten. Daher werden in dieser Studie unterschiedliche Leistungsklassen differenziert. Hierfür wird jeder Prognosewert durch die installierte Leistung geteilt, um Prozentwerte von 0 bis 100 zu erhalten, daraufhin werden exemplarisch die Klassen von 0-10 %, von 10-35 %, von 35 bis 65 % und von 65 bis 100 % gebildet, wobei ein Wert einer Klasse zugeordnet wird, wenn er größer als die untere Grenze und kleiner gleich der oberen Grenze ist. Diese Einteilung kann anhand von Abb. 117 leicht nachvollzogen werden.

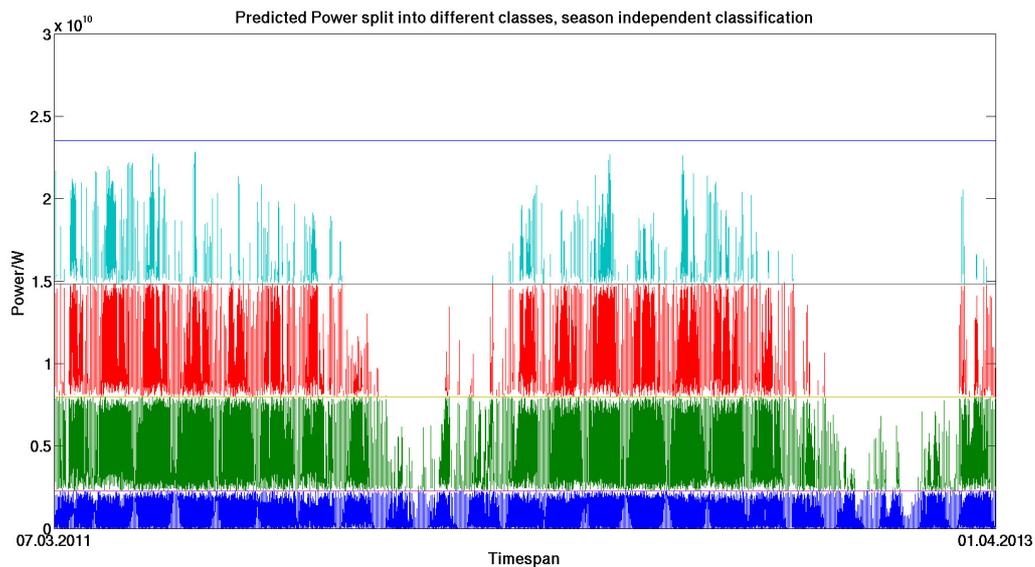


Abb. 117: Einteilung der Prognosewerte in 4 Leistungsklassen, 0 %-10 %, 10-35 %, 35 bis 65 % und von 65 bis 100 %

Ansatz 2: Klassierung nach jahreszeitenabhängiger Maximalleistung

Die Methode der Klassierung nach Maximalleistung geht grundsätzlich davon aus, dass eine höhere Leistung immer auch zu höheren Fehlern führt, was nicht unbedingt der Realität entspricht. Ein clear-sky Tag im Winter liegt mit seinem Maximum wie in Abb. 117 zu sehen, nur in der zweiten grünen Klasse, während clear-sky Tag im Sommer in der obersten cyan-farbenen Klasse sein

Maximum hat. Wenn die Fehler mutmaßlich für beide Fälle eine ähnliche Struktur haben, wäre eine Klassierung in die gleiche Klasse möglicherweise besser, siehe Abb. 118. Die Klassierung erfolgt hier im zweiten Ansatz nicht anhand der Maximalleistung, sondern anhand der Form, so dass ähnliche Kurvenverläufe ähnlich behandelt werden.

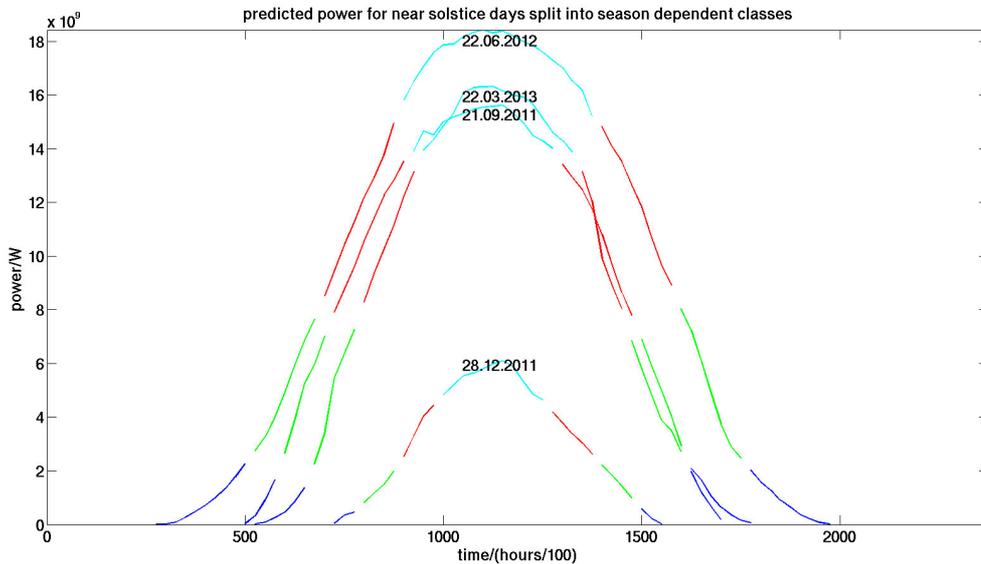


Abb. 118: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien

Um eine solche Klassierung nach Form der Leistungskurve zu verwirklichen, können die Klassen anhand der jahreszeitenabhängigen Maximalleistung der Sonne, wie in Abb. 119 zu sehen, gebildet werden.

Da die Fehler für einen ähnlichen Tagesverlauf unabhängig von der Jahreszeit gleiche Strukturen aufweisen, erscheint diese Klassierung sinnvoll. Sie hebt im Grunde genommen die Schwankungen der Leistung über die Jahreszeiten bei der Klassierung auf.

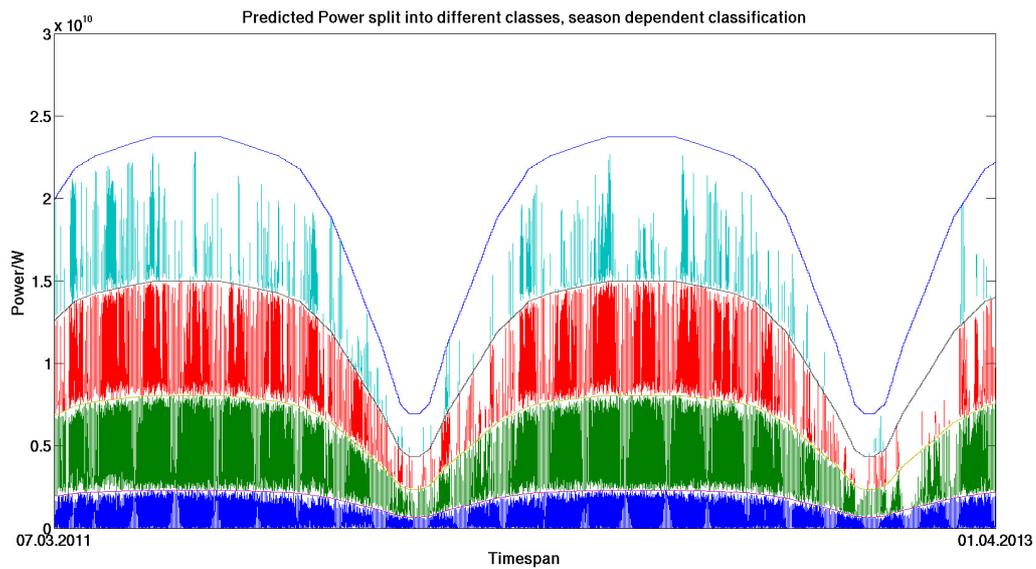


Abb. 119: Einteilung der Prognosewerte in 4 jahreszeitenabhängige Leistungsklassen, 0-10 %, 10-35 %, 35 bis 65 % und von 65 bis 100 %

In Abb. 120 wurden die Leistungskurven aus Abb. 118 mit der jahreszeitenabhängigen Maximalleistung normiert. Man kann sehen, dass Werte nicht über ihre Leistung, sondern über ihre Art, z. B Flanke, Maximum oder Tagesanfang und -ende, klassiert werden.

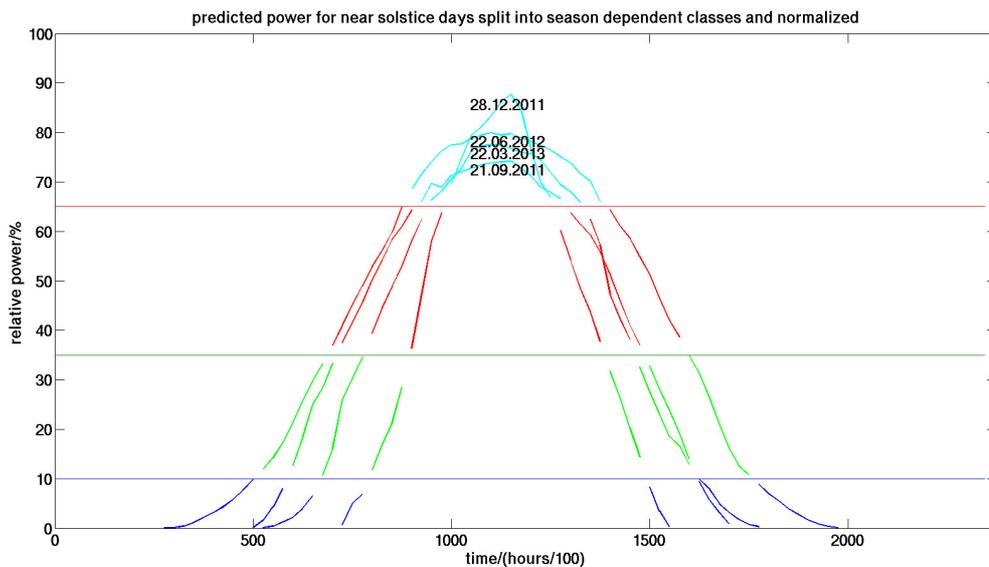


Abb. 120: Clear-sky Tage zu den Zeitpunkten der Sonnenwenden und Äquinoktien, normiert mit der möglichen Maximalleistung für diese Tage

Jahreszeitenabhängige Maximalleistungskurve

Um die Schwankungen der Leistung über das Jahr bei der Klassierung aufheben zu können, muss man diese Schwankungen erst genauer bestimmen. Die einhüllende Kurve, die in Abb. 117 zu sehen ist, wird auf der Grundlage von Messwerte der Solarleistung im Zeitraum vom 14.06.2010 bis zum 01.04.2013 berechnet. Da diese Kurve die maximal mögliche Leistung für jeden Tag im Jahr widerspiegelt, wird zunächst die Maximalleistung für jeden Tag im Jahr über den gesamten Messzeitraum bestimmt. Um diese Kurve zu glätten, wird der Wert für jeden Tag aus sich selbst und den beiden Nachbarwerten gemittelt.

Da die Kurve zur Wintersonnenwende am 21.12. ihr Minimum haben soll, wird das Minimum dort hin gelegt. Das Maximum wird entsprechend auf den 21.06. gelegt. Von diesen beiden Werten aus wird eine einhüllende Kurve um die Tagesmaxima gelegt. Um einen symmetrischen Kurvenverlauf zu gewährleisten, wird von zwei Tagen, die denselben Abstand zum 21.06. haben, der höhere Wert für beide Tage angenommen. Die resultierende Kurve ist in Abb. 121 zu sehen.



Abb. 121: Jahreszeitliche Maximalkurve

Die blaue Kurve in Abb. 121 zeigt den Maximalwert der Leistung für jeden Tag im Jahr. Die rote Kurve zeigt die daraus resultierende Maximalleistungskurve für das ganze Jahr. An einigen Stellen wird die blaue Kurve von der roten geschnitten, weil die Maximalleistungen erst über 3 Tage gemittelt werden und dann erst zur Berechnung der roten Kurve verwendet werden. Daraus ergäbe sich für die Klassierung das Problem, dass die oberste relative Leistungsklasse Leistungswerte von mehr als 100 % der Maximalleistung enthalten würde. Der Vorteil dieser Mittelung ist die Vermeidung von Unstetigkeiten in der roten Kurve, die in der Natur im Allgemeinen nicht wiederzufinden sind und die sich hier nur aus der bisher geringen Datenbasis begründen würden.

Vergleich beider Methoden

Auf der Basis der Klassierung können jetzt Quantile für die einzelnen Klassen gebildet werden. Dies geschieht jetzt nicht mehr in 4 Klassen, sondern gleitend, z. B. die erste Klasse von 0 % bis 10 %, die nächste von 5 % bis 15 % usw. Aufgrund der mangelnden Datenbasis musste hier gegenüber dem Windenergieansatz auf eine gleitende Methode zurückgegriffen werden. Die gleitenden Klassen werden alle mit mindestens 8000 Werten pro Klasse gebildet, so dass das 0,025 % bzw. das 99,975 Quantil immer auf der Basis von 2 Werten berechnet wird.

Abb. 122 und Abb. 123 zeigen die Fehlerquantilcurven für beide Klassierungsmethoden.

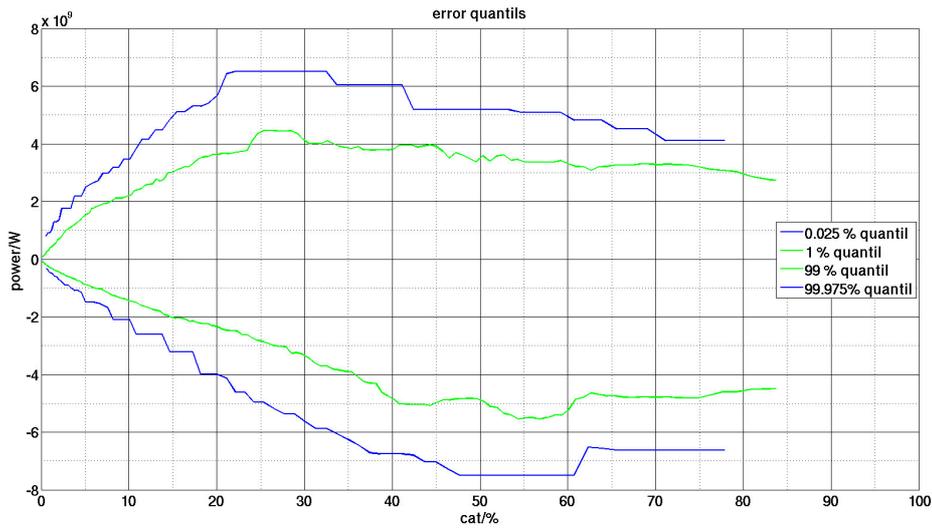


Abb. 122: Fehlerquantile für die dayahead-Prognose, Klassierung nach Maximalleistung

Generell sind die Fehler in den niedrigen Klassen am geringsten und in den mittleren Klassen am höchsten. In den mittleren Klassen finden sich die Flanken der Leistungskurven wieder, an denen die Steigung am größten ist. Eine geringe zeitliche Verschiebung bei der Prognose der Flanke kann dabei leicht zu großen Prognosefehlern führen.

In den niedrigeren Klassen kann es leichter zu einer hohen Überspeisung (wenig vorhergesagt, viel Leistung) aber kaum zu einer hohen Unterspeisung kommen, weil sowieso schon wenig vorhergesagt ist.

Analog dazu kann es in den höheren Klassen leichter zu einer hohen Unterspeisung kommen, aber kaum zu einer hohen Überspeisung. Dies lässt sich auch in den Kurven wiederfinden. So sind die Überspeisungen mit zunehmendem Prognoseniveau ab einem bestimmten Niveau rückläufig (siehe Abb. 122 und Abb. 123, grüne und blaue Kurve im positiven Teil).

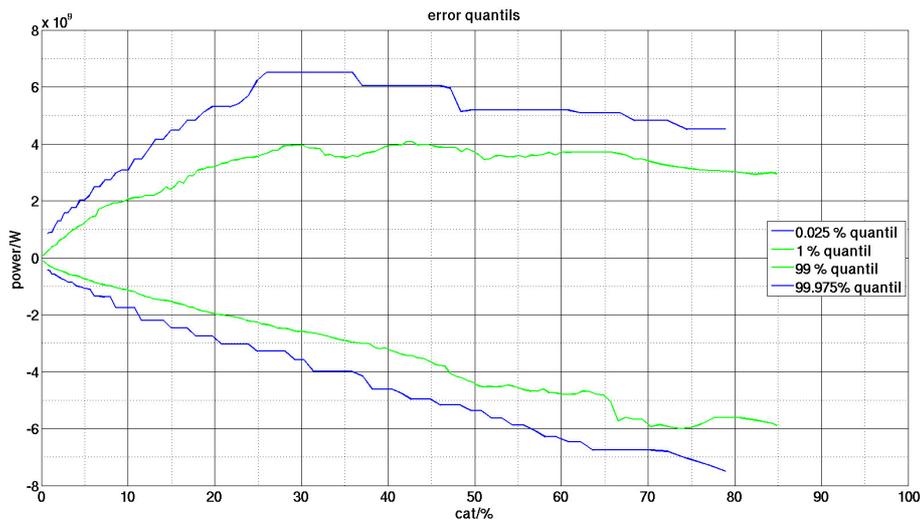


Abb. 123: Fehlerquantile für die dayahead-Prognose, Klassierung nach jahreszeitenabhängiger Maximalleistung

Die Klassierung nach jahreszeitlicher Maximalleistung erlaubt eine Trennung von Plateau-Ereignissen, also Einspeisungen zur Mittagszeit und Gradienten-Ereignissen, also vormittags und nachmittags. Theoretisch sollten dadurch die Zeiten mit fehleranfälligen Gradienten gut von anderen Zeiten getrennt werden können, und somit große Fehler in wenigen Klassen anzutreffen sein. Praktisch bedeutet das aber auch, dass Ereignisse mit geringerer Einspeisung und Ereignisse mit hoher Einspeisung miteinander vermischt werden. Das führt zu der Konstellation, dass Ereignisse in eine Klasse gruppiert werden, in der größere Fehler auftreten, als die Einspeisung dieses Ereignisses groß ist. Ein solcher Fehler ist für diese Ereignis unmöglich. Um dieses Problem zu vermeiden, wurde die Klassierung nach installierter Leistung (Ansatz 1) gewählt. Generell bleibt festzuhalten, dass aufgrund der geringen Anzahl der Datenpunkte nur eine sehr grobe Klassierung möglich war.