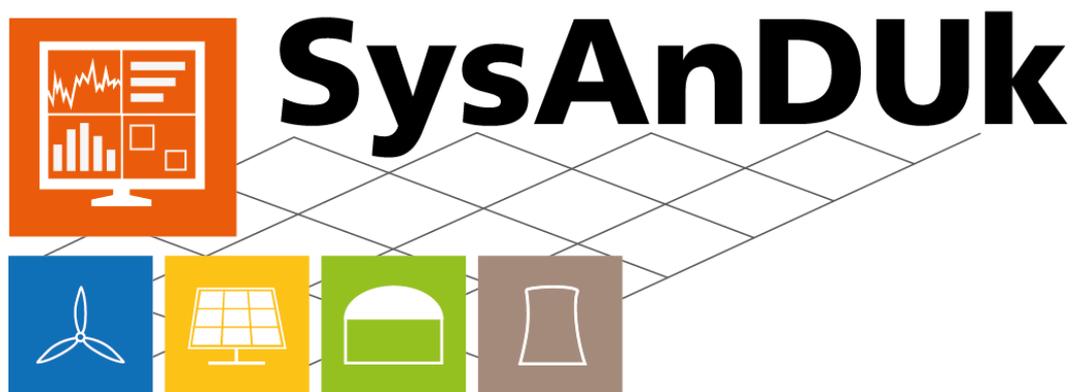


Abschlussbericht



Autoren: Achim Abels, Holger Becker, Jonathan Bergsträßer, Tammo Fleßner, Garrett Good, Lukas Holicki, Sven Liebehentze, Tobias Schellien, Gregor Schürmann, Udo Spanel

Datum: 23. Juni 2023

Förderkennzeichen: 03EI4004A, 03EI4004B, 03EI4004C

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren



Systemdienliche Anforderungen an Dezentrale Erzeugungsanlagen zur Unterstützung in kritischen Netzsituationen und des Netzwiederaufbaus

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungsverzeichnis	IV
2	Einleitung.....	1
3	Netz- und Systemdienlichkeit von Erzeugungsanlagen	8
3.1	Netzzustände, Kritische Netzsituationen und Netzwiederaufbau	8
3.2	Anforderungen der Netz- und Systemführung an Erzeugungsanlagen	13
3.3	Voraussetzungen auf Anlagenseite für netz- und systemdienliches Verhalten..	24
3.4	Probabilistische Prognosen für den Netzbetrieb	32
4	Systemdienstleistungen	37
4.1	Schwarzstartfähigkeit	37
4.2	Spannungshaltung	38
4.3	Frequenzhaltung	42
5	Vorgehen im Projekt.....	47
5.1	Gliederung nach Netzebenen.....	47
5.2	Methodisches Vorgehen	48
5.3	Fallstudien zur Frequenzhaltung	51
6	Entwicklungsstrang Parksteuerung.....	57
6.1	Technische Potentiale.....	57
6.2	Parkscharfe Windleistungsprognose	62
6.3	Technische Aggregation von Windenergieanlagen	71
6.4	Umsetzung im Windpark	75
7	Entwicklungsstrang Flächenkraftwerk	82
7.1	Einführung Flächenkraftwerk	82
7.2	Entwicklung Flächenkraftwerk	85
7.3	Entwicklung Flächenkraftwerkprognosen.....	95

8	Projektergebnisse.....	98
8.1	Parksteuerung	98
8.2	Flächenkraftwerk.....	109
8.3	Demonstrationsvorhaben.....	122
9	Zusammenfassung und Ausblick.....	136
9.1	Zusammenfassung	136
9.2	Ausblick	138
10	Referenzen	141
11	Anhang.....	146

1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
BDEW-MSRL	Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. von 2008
CRPS	Continuous Ranked Probability Score
DEA	Dezentrale, erneuerbare Erzeugungsanlage
EZA	Erzeugungsanlage (z. B. mehrere Windenergieanlagen oder PV-Wechselrichter mit jeweils einem Netzanschlusspunkt)
EZE	Erzeugungseinheit (z. B. einzelne Windenergieanlage oder PV-Wechselrichter)
FCR	Frequency Containment Reserve (primäre Regelreserve)
FRR	Frequency Restoration Reserve (sekundäre Regelreserve)
FCU E2	Farm Control Unit Edition 2 (aktueller Parkregler von ENERCON)
FLKW	Flächenkraftwerk
FWT	Fernwirktechnik
GGA	-Last1 und -Last2: Netzgebiete im Mittelspannungsnetz für das Demonstrationsvorhaben
GuD-Anlagen	Gas- und Dampfanlagen
GUI	Graphical User Interface, grafische Bedienoberfläche
HAN	Home Area Network (Hausnetz)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IE	Inertia Emulation

IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
HS	Hochspannung
KPI	Key Performance Indicator
LFS	Leistungs-Frequenz-Regelung
LTE	Long Term Evolution (Mobilfunkstandard)
LWL	Lichtwellenleiter
mE	mögliche Einspeiseleistung, gleichbedeutend mit „verfügbare Wirkleistung“
MAE	Mean Absolute Error
MaStR	Markt Stammdaten Register
MPP	Maximum Power Point (Arbeitspunkt der maximal möglichen Leistung)
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NAR	Netzanschlussregel
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NS	Niederspannung
NWA	Netzwiederaufbau

NWP	Numerische Wetterprognose
OCC	Operation Control Centre (Leitstelle)
$P_{available}$	Verfügbare Wirkleistung, gleichbedeutend mit „mögliche Einspeiseleistung“
PSW	Pumpspeicherwerke
PV	Photovoltaik
REST	Representational State Transfer, Datenschnittstelle
RMSE	Root Mean Squared Error
RoCoF	Rate of Change of Frequency, Frequenzgradient
RTU	Remote Terminal Unit (Parksteuerung von ENERCON älterer Bauart)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
sEZA	schwarzstartfähige Erzeugungsanlage
SPS	Solar Prediction System
STATCOM	Statische Kompensationsanlage
TC-2007	TransmissionCode 2007 des Verband Deutscher Netzbetreiber
THE	-Last1 und -Last2: Netzgebiete im Mittelspannungsnetz für das Demonstrationsvorhaben
TK	Telekommunikation
UA	Umspannanlage, Umspannwerk (HS/MS) oder Ortsnetzstation (MS/NS)
USV	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung

ÜN	Übertragungsnetz
ÜNБ	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VL	Virtual Lab
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPN	Virtual Private Network
WAN	Wide Area Network
WEA	Windenergieanlage
WPMS	Wind Power Management System
WR	Wechselrichter

2 Einleitung

Die Versorgung mit elektrischer Energie erfolgt in Deutschland sehr zuverlässig und liegt im internationalen Vergleich auf hohem Niveau. Die Netzbetreiber sorgen mit umfangreichen und aufeinander abgestimmten Betriebsplanungsprozessen für ein hohes Maß an Sicherheit und Reserven, damit für unvorhergesehene Ereignisse freie Kapazitäten vorhanden sind. Dennoch sind die technische Auslegung und die Umsetzung für einen absolut unterbrechungsfreien Betrieb, der alle Eventualitäten abdeckt, nicht wirtschaftlich und nahezu nicht umsetzbar. Daher existieren für Ausfälle entsprechende Pläne, um die Versorgung zeitnah wiederherzustellen und damit die Unterbrechungszeit möglichst kurz zu halten. Für den extrem seltenen Fall eines großflächigen Ausfalls des Verbundnetzes und somit einem weiträumigen Ausfall der Versorgung muss die Möglichkeit bestehen, den Wiederaufbau des Netzes und der Versorgung aus eigener Kraft zu realisieren. Da aus technischen Gründen das Verbundnetz nicht in seiner Gesamtheit unter Spannung gesetzt werden kann, wird es nach aktuellen Plänen zunächst in einzelne kleinere Inselnetze segmentiert. Aus organisatorischen Gründen erfolgt dieses regelzonenorientiert, jeder ÜNB ist für die Koordination der Netzwiederaufbauaktivitäten innerhalb seiner Regelzone verantwortlich. Es ist damit zu rechnen, dass die Nachbarländer zu Beginn des Vorgangs aufgrund eigener Wiederaufbauaktivitäten keine nennenswerten Energiemengen bereitstellen können. Die einzelnen Inselnetze werden mittels schwarzstartfähiger Kraftwerke wieder unter Spannung gesetzt, und im weiteren Verlauf ist das Anfahren konventioneller Kraftwerke vorgesehen [1]. Beim Netzwiederaufbau (NWA) sind die Ergebnisse vorheriger Planungsprozesse obsolet, und der Kraftwerkseinsatz erfolgt entsprechend den dann vorherrschenden technischen Möglichkeiten und betrieblichen Randbindungen auf direkte Anweisung aus den Netzbetreiberleitstellen. Der dafür notwendige Informationsaustausch findet unmittelbar zwischen den verantwortlichen Leitstellen der Netzbetreiber und der Kraftwerke statt.

Die politisch vorgegebene Energiewende mit dem verstärkten Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) sowie dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung führen zu einem tiefgreifenden Wandel in der Erzeugungsstruktur für die elektrische Energieversorgung (Abbildung 1). Heute lässt sich die Jahreshöchstlast vollständig durch konventionelle Kraftwerke (Kohle, Erdgas) decken, weshalb nach den aktuellen Plänen ein Netzwiederaufbau alleine mit diesen Kraftwerken gesichert durchgeführt werden kann. Durch deren Außerbetriebnahme im Rahmen der politisch vorgegebenen Energiewende

reduzieren sich beim NWA die betrieblichen Handlungsoptionen durch die Substitution konventioneller Kraftwerke mit DEA. Die heute verwendeten elektrischen Eigenschaften von DEA weisen nicht die technischen Möglichkeiten auf, die für einen aktiven und konstruktiven Einsatz beim NWA notwendig sind. Sofern die entstehende Lücke nicht durch technische Ertüchtigung von DEA geschlossen wird, wird sich das nachteilig auf die Zuverlässigkeit und Robustheit eines auf einen großflächigen Versorgungsausfall folgenden NWA-Vorgangs auswirken.

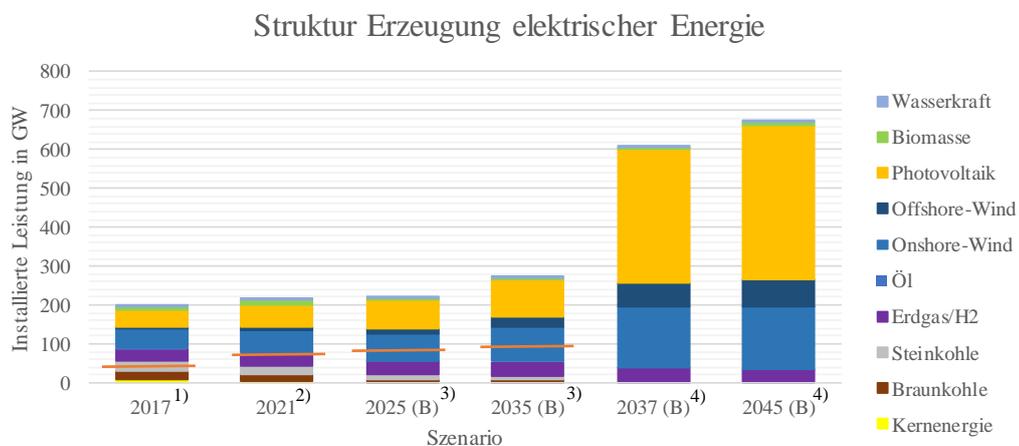


Abbildung 1: Struktur der Erzeugung elektrischer Energie nach Energieträgern in Deutschland, ¹⁾aktuell gem. NEP 2030 (2019) [2], ²⁾aktuell gem. NEP 2037/2045 (2023) [3], ³⁾Zukunftsszenario gem. NEP 2030 (2019) [2], ⁴⁾Zukunftsszenarien gem. NEP 2037/2045 (2023) [3], orange: Jahreshöchstlast

Bereits zu Projektbeginn gaben die Energieszenarien des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) [2] für die Jahre 2025 und 2035 Situationen an, in denen die Jahreshöchstlast nicht mehr ausschließlich durch konventionelle Erzeugung versorgt werden kann, weshalb dafür bereits unter normalen Betriebsbedingungen DEA herangezogen werden müssen. Dies erfordert die Integration dieser Erzeugungsanlagen in die Netzbetriebsführung in der Art, wie sie aktuell für konventionelle Erzeugung existiert. Die Entwicklung entsprechender Verfahren und Systeme ist wesentlicher Projektgegenstand. Die Zahlen des 2022 veröffentlichten Szenariorahmens für den NEP 2037 [3] zeigen eine noch tiefgreifende Veränderung der Erzeugungsstruktur, die die bisherigen Entwicklungen in ihrer Auswirkung signifikant übersteigen. Einer knappen Verdopplung des prognostizierten Energieverbrauchs bis zum Ende der 2030er Jahre steht in etwa eine Verdreifachung der installierten Erzeugungsleistung gegenüber [3], was die Notwendigkeit der Integration von DEA in die Netzbetriebsführung weiter erhöht.

Die Transformation der Energieträger geht mit einer Verlagerung von Erzeugungsleistung in andere Spannungsebenen einher. Während ein Großteil der konventionellen Kraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sind und werden DEA hauptsächlich in den Verteilnetzen angeschlossen. Da Onshore-Windenergie- sowie PV-Anlagen den größten Anteil an dezentraler Erzeugung aufweisen (Tabelle 1 und Tabelle 2), stehen sie im Projektfokus.

Tabelle 1: (Geschätzte) installierte Anlagen Onshore-Wind in Deutschland

Spannungsebene	Durchschnittliche Leistung von Windparks in MW ¹	2019		2022	
		Installierte Leistung in GW ²	Anzahl Windparks ³	Installierte Leistung in GW ⁴	Anzahl Windparks ⁵
Niederspannung	0,4	0,10	250	0,11	280
Mittelspannung	10	31,72	3.170	34,00	3.400
Hochspannung	40	19,76	495	21,16	530
Höchstspannung	250	1,62	6	1,73	7
Summe	--	53,20	3.830	56,97	4.220

Mit rund 55 GW installierter Leistung, verteilt auf gut 3.900 Windparks, sind über 95% der installierten Onshore-Windenergieanlagen (WEA) an die Hoch- und Mittelspannungsnetze angeschlossen. Bei PV-Anlagen zeigt sich ein noch extremeres Bild. Aktuell sind gut 35 GW und damit weit über 55% der installierten PV-Leistung in den Niederspannungsnetzen angeschlossen und verteilen sich auf über 2,3 Mio. Anlagen. Im Übertragungsnetz hingegen ist nur ein Bruchteil der DEA angeschlossen.

¹ Annahmen auf Grundlage von Erfahrungswerten der Autoren

² Auflistung nach Spannungsebenen in [4]

³ Aus durchschnittlicher Anlagenleistung und installierter Leistung berechnet und gerundet

⁴ Summe aus [6] entnommen, Aufteilung auf die Spannungsebenen mit demselben Verhältnis wie für 2019

⁵ Aus durchschnittlicher Anlagenleistung und installierter Leistung berechnet und gerundet

Tabelle 2: Installierte PV-Anlagen in Deutschland, aufgeteilt nach Spannungsebenen

Spannungsebene	Durchschnittliche Leistung von PV-Parks MW ⁶	2019		2022	
		Installierte Leistung in GW ⁷	Anzahl PV-Parks ⁸	Installierte Leistung in GW ⁹	Anzahl PV-Parks ¹⁰
Niederspannung	0,015	27,78	1,85 Mio.	35,63	2,38 Mio.
Mittelspannung	2	18,70	9.350	23,98	12.000
Hochspannung	30	2,54	85	3,26	110
Summe	--	49,02	1, 86 Mio.	62,87	2,39 Mio.

Der überwiegende Anteil von Anlagen im Niederspannungsnetz ergibt sich aus PV-Dachanlagen, deren Entwicklung in Abbildung 2 nach Leistungsklassen dargestellt ist.

⁶ Annahmen auf Grundlage von Erfahrungswerten der Autoren

⁷ Auflistung nach Spannungsebenen in [4]

⁸ Aus durchschnittlicher Anlagenleistung und installierter Leistung berechnet und gerundet

⁹ Summe aus [6] entnommen, Aufteilung auf die Spannungsebenen mit demselben Verhältnis wie für 2019

¹⁰ Aus durchschnittlicher Anlagenleistung und installierter Leistung berechnet und gerundet

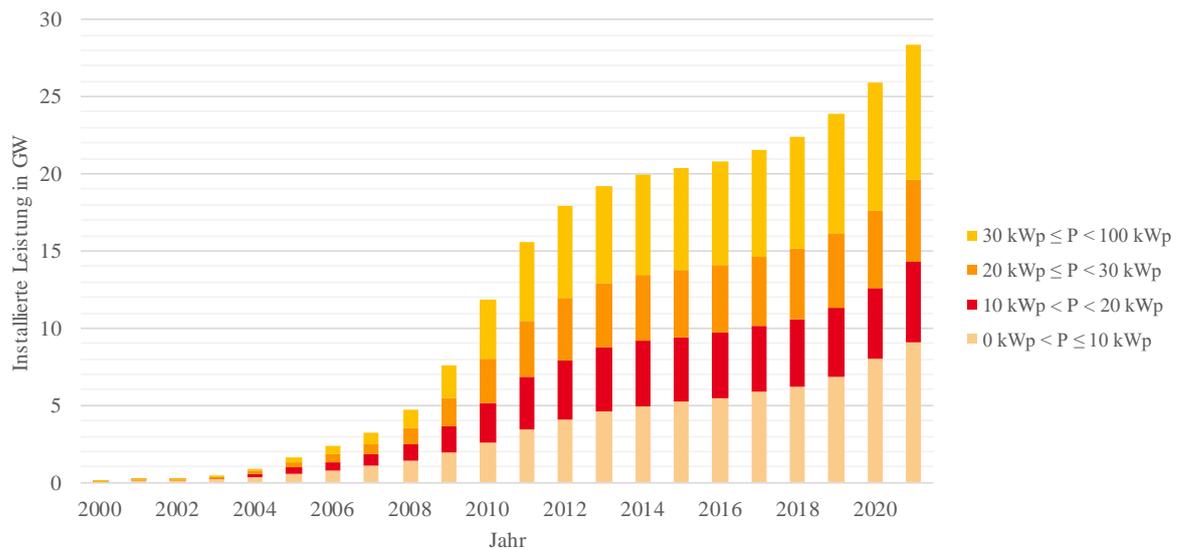


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der installierten Solarleistung im PV-Dachanlagensegment von 0 bis unter 100 kWp in den Jahren 2000 bis 2021 in Deutschland auf Basis des Marktstammdatenregisters (reduzierte Abbildung von [5])

Daraus lassen sich die folgenden **Trends** ableiten:

- Erzeugungsleistung verlagert sich vom Übertragungsnetz in die Verteilnetze.
- Die maximale Leistung pro Erzeugungsanlage ist bei DEA deutlich kleiner als bei konventionellen Kraftwerken.
- Die Anzahl der Erzeugungsanlagen nimmt signifikant zu.
- Da DEA im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keinen Leitstand vor Ort besitzen, werden diese Anlagen in der Regel in einem Automatikmodus betrieben, und ein Eingriff in den Betrieb ist ggf. aus der Ferne durch den Hersteller, ein Betriebsführungsbüro oder einen Direktvermarkter möglich. In kritischen Netzsituationen und im Wiederaufbau kann der Netzbetreiber von seiner Leitstelle (Netzbetreiber (NB)-Leitstelle) die Leistungsabgabe nur bedingt beeinflussen.
- Die verfügbare Einspeiseleistung ist vom Wetter abhängig, im Normalbetrieb der Anlage (MPP-Betrieb) fluktuiert sie mit der verfügbaren Wind- bzw. Strahlungsleistung.
- In Deutschland übersteigt die installierte Erzeugungsleistung die Jahreshöchstlast um ein Vielfaches.

Herausforderungen

Mit der Verlagerung von Erzeugungsleistung vom Übertragungsnetz in die Verteilnetze wechselt die Verantwortung in kritischen Netzsituationen und beim NWA in den Anlagenbetrieb einzugreifen, zu den Verteilnetzbetreibern (VNB). Daher sind Systeme zu entwickeln, die den VNB einen aktiven Einsatz von DEA beim NWA ermöglichen. Anlagen mit Anschluss an das Hochspannungsnetz sind in der Regel bereits heute in der NB-Leitstelle sichtbar und von dort allerdings nur bedingt ansteuerbar. Für Anlagen in unteren Spannungsebenen ist das heute üblicherweise nicht der Fall. Aufgrund der im Vergleich zur Leistung konventioneller Kraftwerke geringen Anlagenleistung und der damit einhergehenden großen Anlagenzahl ist im Verteilnetz, und darin insbesondere in den Nieder- und Mittelspannungsebenen, eine individuelle Steuerung einzelner Anlagen, wie es heute bei Kraftwerken im Übertragungsnetz der Fall ist, nicht möglich. Für eine praktikable Planung und Steuerung sind entsprechende Aggregationssysteme zur Verdichtung von Informationen und zur Verteilung (Disaggregation) von Befehlen notwendig. Dies hat aufgrund des Automatikbetriebs von DEA idealerweise standardisiert und automatisiert zu erfolgen. Das ist heute nicht der Regelfall. In Hochspannungsnetzen kann ggf. die bereits heute vorhandene Netzbetreiberschnittstelle zwischen Netz und Anlage verwendet werden, wobei eine funktionale Erweiterung notwendig ist. Um dem Netzbetrieb im Fall einer großflächigen Versorgungsunterbrechung die Planung des NWA-Vorgangs zu ermöglichen, müssen unter anderem Informationen über den Status und das Zuschaltverhalten von DEA sowie deren mögliche Einspeiseleistung zur Verfügung stehen. Dazu sind entsprechende meteorologische Prognosen zu erstellen, welche Angaben über die aktuelle und in naher Zukunft wahrscheinlich zu erwartende Einspeiseleistung liefern. Ebenfalls sollten DEA neben entsprechender Steuerbarkeit der Einspeiseleistung zeitnah nach Spannungswiederkehr einspeisebereit zur Verfügung stehen. Die Entwicklung entsprechender Systeme und Konzepte steht im Fokus des Projekts.

Als Grundlage für die weiteren Arbeiten zeigt Kapitel 3 die Systemzustände im Stromnetz auf und formuliert darauf aufbauend Anforderungen an das systemdienliche Verhalten von Erzeugungsanlagen aus Sicht der Netz- und Systemführung. Anschließend werden daraus die relevanten Voraussetzungen an die Anlagenseite abgeleitet sowie probabilistische

Leistungsprognosen eingeführt. Kapitel 4 zeigt die Bedeutung der einzelnen Systemdienstleistungen für den Projektfokus auf. Kapitel 5 strukturiert die Entwicklungsarbeiten im Projekt anhand der Gegebenheiten in den einzelnen Ebenen des Verbundnetzes. Da im Hochspannungsnetz die Anlagen in der Regel bereits heute im Leitsystem als einzelne Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden, wird hier mit dem Entwicklungsstrang „Parksteuerung“ eine individuelle Betrachtung vorgenommen. In den Mittel- und Niederspannungsnetzen erscheint aufgrund der hohen Anzahl eine einzelne Anlagenbetrachtung nicht zielführend, weshalb für diese Ebenen im Entwicklungsstrang „Flächenkraftwerk“ ein Aggregationssystem zur Informationsverdichtung und zur Massenansteuerung entwickelt wird. Die detaillierten Entwicklungsarbeiten im Strang „Anlagensteuerung“ zeigt Kapitel 6 und im Strang „Flächenkraftwerk“ Kapitel 7. Kapitel 8 zeigt die Ergebnisse beider Entwicklungsstränge, und Kapitel 9 schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

3 Netz- und Systemdienlichkeit von Erzeugungsanlagen

Im Folgenden werden die Anforderungen der Netz- und Systemführung erläutert (Abschnitt 3.1). Im Anschluss werden die Voraussetzungen aus Sicht der Erzeugungsanlagen für ein netz- und systemdienliches Verhalten beschrieben (Abschnitt 3.2). Abschnitt 3.3 zeigt die anlagenseitigen Voraussetzungen für deren Beitrag zur Systemdienlichkeit auf, während Abschnitt 3.4 eine Einführung von probabilistischen Prognosen für den Netzbetrieb gibt.

3.1 Netzzustände, Kritische Netzsituationen und Netzwiederaufbau

Elektrische Energieversorgungssysteme bestehen vereinfacht aus einem Netz für den Energietransport und deren Verteilung, Erzeugungsanlagen, die elektrische Leistung in das Netz einspeisen und Lasten, die diese Leistung aus dem Netz entnehmen und verbrauchen. Der Betrieb dieses technischen Systems, dessen Komplexität unter anderem durch

- die Anzahl Betriebsmittel, deren potentiellen und aktuell verwendeten topologischen Verknüpfungen,
- den Einspeisungen der Erzeugungsanlagen mit ihren technischen Grenzen und typabhängiger Volatilität
- und den sich dynamisch ändernden Entnahmen gekennzeichnet ist,

erfolgt anhand von Betriebsführungskriterien. Die Einhaltung oder Verletzung dieser Kriterien dienen der Zustandsbestimmung des Systems.

Kriterien und Systemzustände

Die allgemein anerkannten und verwendeten Kriterien basieren auf den charakteristischen gemessenen elektrischen Größen Spannung (U), Strom (I) und Frequenz (f) sowie daraus berechneter höherwertiger Informationen. Die gemessenen Spannungen (Knotenwerte) und die Ströme (Zweigwerte) stellen lokale Größen dar und werden zur Beurteilung des Netzzustandes verwendet. Weitere Kriterien zur Überprüfung des Netzzustandes sind die (n-1)-Prüfung der aktuellen Situation (bei Ausfall eines Betriebsmittel bleibt die Versorgung gesichert) und der Kurzschlussströme für ein gesichertes Anregen und Auslösen der Schutzorgane sowie der Beherrschung der Fehlerströme durch Schaltgeräte und Sicherungen im Fehlerfall. Der Wert der Frequenz gilt im quasi-stationären Zustand als gleich für alle Netzknoten und wird zur

Beurteilung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch einschließlich der Netzverluste bei vorgegebener Richtfrequenz (üblicher Zielwert 50,00 Hz) herangezogen. Dieses Kriterium bildet den Systemzustand ab. Sind alle diese Kriterien erfüllt, befindet sich das System im Zustand ‚normal‘. Ist mindestens eines der Kriterien nicht erfüllt, so ist der Zustand ‚nicht normal‘. Je nach Gefährdungslage für den Systembetrieb wird zwischen zeitgerechtem erforderlichem Handeln (Zustand ‚alert‘) und kritischem unmittelbarem Handlungsbedarf unterschieden (Zustand ‚emergency‘). In kritischen Situationen (z.B. Erzeugungsausfall mit anschließender Mangellage, akute Überlastung oder als Folge Zerstörung von Betriebsmitteln, Versorgungsausfall, Teilnetzbildung) muss zunächst unter Ausschöpfung aller technischen Mittel das System in einen Zustand überführt werden, der sich quasi stationär robust gegen Änderungen verhält. Gelingt dieses nicht, so erfolgt eine Großstörung mit weiträumigem oder flächendeckendem Ausfall der Versorgung (Zustand ‚restorative‘). Nach diesem Blackout folgen der Netz- und Versorgungswiederaufbau.

Aufgaben der Netz- und Systemführung

Für den sicheren Betrieb des Versorgungssystems durch die Netz- und Systemführung sind die genannten charakteristischen Größen zu jedem Zeitpunkt innerhalb vorgegebener zulässiger Bänder zu halten. Auch sind die höherwertigen Informationen zur Ausfallsicherheit ((n-1)-Kriterium – bei Ausfall eines Betriebsmittels ist die Versorgung gewährleistet) und der im Fehlerfall auftretenden Kurzschlussströme (sichere, möglichst selektive Abschaltung des fehlerbehafteten Betriebsmittels) zu überwachen und deren Einhaltung sicherzustellen. Für die Netz- und Systemführung folgt daraus die ständige Überwachung des Systems, und Planabweichungen sind durch steuernde und regelnde Eingriffe derart entgegen zu wirken, dass die genannten Kriterien jederzeit erfüllt werden.

Das Einhalten des Spannungsbandes erfolgt durch Anpassung der Knotenspannungen im Rahmen des U/Q-Managements (Spannung/Blindleistung). Die dazu erforderliche Änderung der Blindleistungslieferung erfolgt einerseits durch gezielten Einsatz von Netzbetriebsmitteln (Kompensationseinrichtungen einer Spannungsebene und im Übersetzungsverhältnis veränderbare Transformatoren zwischen Spannungsebenen) und andererseits durch gezielte Sollwertvorgaben für Spannung oder Blindleistung an Erzeugungseinheiten.

Das Einhalten des Frequenzbandes erfolgt im Rahmen des P/f-Managements (Wirkleistung/Frequenz) durch gezielte Sollwertvorgaben für die Wirkleistungslieferung an die Erzeugungseinheiten. Durch Einsatz eines Netzregelungsverfahrens erfolgt diese Regelung

automatisch. Erzeugungseinheiten, die sich daran beteiligen, verändern ihre eingespeiste Wirkleistung gemäß eines proportionalen, einer P/f-Statik gehorchenden Reglers (primäre Regelung), entsprechend der aktuellen Frequenzabweichung zur Richtfrequenz. Die Änderung der Wirkleistungseinspeisung erfolgt durch Aktivierung der primären Regelreserve mit der technisch zulässigen Änderungsgeschwindigkeit der Erzeugungseinheit. Im Anschluss ermittelt und versendet ein zentraler Netzregler unter Verwendung der durch die proportionale Regelung resultierende, stationäre Frequenzabweichung die neu zu vergebenden Wirkleistungssollwerte für die an der Netzregelung beteiligten Erzeugungsanlagen (sekundäre Regelung). Diese Rückführung erfolgt mit geringen Änderungsgeschwindigkeiten, so dass durch die Änderungen nicht erneut die primäre Regelung in Anspruch genommen werden muss. Die Frequenz erreicht so wieder den Zielwert.

Sowohl das U/Q-Management wie auch das P/f-Management erfordert die gezielte Vorgabe von Sollwerten sowie das Vorhalten von Reserveleistungen, die bei Bedarf abgerufen werden können.

Planung des Systembetriebs

Der Prozess der Netz- und Systemführung erfordert vorab eine Planung des Systembetriebs. Die verwendeten Planwerte folgen einem festen Zeitraster (z.B. 15 Minuten) und umfassen unter anderem die Festlegung der Netztopologie unter Berücksichtigung der verfügbaren Betriebsmittel, der Fahrpläne für verfügbare und gemeldete Einspeisungen und die Prognose der Verbräuche einschließlich der Abschätzung der Netzverluste. Der Planungshorizont erstreckt sich üblicherweise über einen Tag und erfolgt als Hintergrundprozess quasi ‚heute für morgen‘ (day-ahead). Die Planung zielt bereits im Vorfeld auf die Erfüllung der Kriterien zu den betrachteten Zeitpunkten und somit auf einen ‚normalen‘ Zustand ab.

Die aus dem Hintergrundprozess ermittelten Daten und Werte bilden die Eingangsparameter für den realen Netz- und Systembetrieb. Treten im realen Betrieb Abweichungen gegenüber der geplanten Situation auf, müssen diese nach Vorgabe des technischen und nicht-technischen Regelwerkes sowie der aktuell verfügbaren Möglichkeiten behoben werden. Liegen dabei die zu ergreifenden Maßnahmen im Rahmen der vorgehaltenen Reserven und können die Betriebsführungskriterien eingehalten werden, so verbleibt auch hier das System im Zustand

„normal“. Präventiv sind die zukünftigen geplanten Zustände zu beobachten und gegebenenfalls anzupassen. Dennoch können Situationen auftreten, in denen die zur Verfügung stehenden Maßnahmen nicht ausreichend sind.

Kritische Netzsituationen

Kann eine Situation nicht im Rahmen der zur Verfügung stehenden Mittel aufgeklärt werden und sind Extra-Maßnahmen erforderlich, so sind kurative Eingriffe der Netz- und Systemführung notwendig. Die vorab geplanten Reserven reichen folglich nicht mehr aus, und die Betriebsführungskriterien können nicht mehr vollständig erfüllt werden. Es sind nun Lösungen zu finden und umzusetzen, die vom Plan abweichen und nach Möglichkeit zum „normalen“ Zustand zurückführen. Ein klassisches Beispiel sind Eingriffe in die steuerbare Erzeugung (Redispatch) im Fall von drohender oder bereits vorliegender Überlastung von Betriebsmitteln. Das Kriterium der (n-1) sicheren Versorgung ist nicht mehr gewährleistet.

Die Ursachen der Planabweichungen sind vielfältig. Hier tragen einerseits vorhersehbare Ereignisse (z.B. Zeitverzögerungen bei Wartungsarbeiten, potentielle Störung bei einer Inbetriebnahme) wie auch planerische Unwägbarkeiten im Rahmen der Prognosen für Erzeugungsanlagen und Belastungen oder des Marktgeschehens bei. Hinzu kommen nicht vorhersehbare Ereignisse wie beispielsweise der Ausfall von Betriebsmitteln und/oder deren Hilfstechik, Ausfall von Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik, Verlust der Beobacht- und Steuerbarkeit, oder auch die Minderleistung oder der komplette Ausfall von Erzeugungsanlagen.

Reichen die Eingriffsmöglichkeiten nicht aus, gerät das System in einen zunehmend kritischeren Zustand. Der geplante Betrieb ist nicht mehr durchführbar und es liegt unmittelbarer Handlungsbedarf vor. Kann diesen kritischen Situationen nicht entgegengewirkt werden so droht der Netzzusammenbruch. Vielfach sind kaskadierende Effekte im Netz die Ursache für eine Teilnetzbildung (System Split), oder auch für regionale und überregionale Netzzusammenbrüche bis zum Totalausfall des Gesamtsystems.

Netzwiederaufbau

Nach Klärung der Situation und der Feststellung der von dem Ausfall betroffenen Gebiete erfolgt der Netzwiederaufbau. Für den Netzwiederaufbau ist das betroffene Gebiet derart vorzubereiten, dass

- die Wiederversorgung vorgenommen werden kann, ohne weitere ggf. noch versorgte Gebiete zu gefährden,
- eine Überlastung und damit ggf. eine Beschädigung der eingesetzten Betriebsmittel vermieden wird,
- die spannungslosen Gebiete wieder unter Spannung gesetzt werden können (hier ist eine weitere Aufteilung der spannungslosen Gebiete in Teilnetze vielfach erforderlich um die kapazitive Ladeleistung zu begrenzen),
- Erzeugungsanlagen möglichst schnell für ihren Anfahrvorgang versorgt werden können.

Beginnend mit einer schwarzstartfähigen Erzeugungsanlage (sEZA) erfolgt eine Spannungs- und Frequenzvorgabe für das Netz. Diese Spannung wird zunehmend in die noch spannungslosen Teilnetze weitergeschaltet. Über Wirkleistungsbereitstellung und Lieferung der schwarzstartfähigen Erzeugungsanlage werden die Eigenbedarfsanlagen der Netzstationen zum Erhalt der Handlungsfähigkeit versorgt, weitere Erzeugungsanlagen angefahren und nach erfolgtem Hochlauf auf das Netz synchronisiert.

Zeitlich parallel erfolgt mit dem Zuschalten von Lasten der Versorgungswiederaufbau. Die Versorgung verlangt die Koordination von Leistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen und dem Zuschalten von Lasten. Dabei ist stets auf die Einhaltung der Frequenz und der Spannungen innerhalb ihrer erlaubten Grenzen zu achten. Erforderliche Anpassungen zur Ausregelung von Abweichungen der Frequenz und auch der Spannung erfolgen durch die Netz- und Systemführung über Eingriffe in die Wirk- und Blindleistungslieferung von steuerbaren Erzeugungsanlagen, da die Netzlasten größtenteils vom Verbraucherverhalten abhängig und in der Regel nicht für die Netz- und Systemführung steuerbar sind. Insbesondere Kleinerzeugungsanlagen wie PV-Dach-Anlagen in der Nieder- und Mittelspannung erschweren es, das zeitliche Verhalten am Netzanschlusspunkt abzuschätzen.

Aus Sicht der Netz- und Systemführung verbleibt zum Betrieb und zur sicheren Versorgung der Eingriff in die Erzeugung. Besondere Bedeutung kommt dabei den Erzeugungsanlagen zu, die für die Netz- und Systemführung beobacht- und steuerbar sind, und die entsprechende Wirk- und Blindleistungsreserven vorhalten können. Diese Anlagen zeigen in diesem Sinne ein netz- und systemdienliches Verhalten.

3.2 Anforderungen der Netz- und Systemführung an Erzeugungsanlagen

Aus Sicht der Netz- und Systemführung liefert die ideale Erzeugungsanlage zu jedem Zeitpunkt an ihrem Netzanschlusspunkt den erforderlichen Wirkleistungs- und Spannungswert zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes des Gesamtsystems. Physikalische Gesetze und daraus resultierende Randbedingungen, das gewählte Energiewandlungsprinzip, Design und Konstruktion der Erzeugungsanlage sowie nicht-technische Rahmenbedingungen prägen das reale, technische Verhalten. Die Vielzahl der Erzeugungsanlagen können anhand ihrer Merkmale zu Typen zugeordnet werden. Diese besitzen ähnliches technisches Verhalten. Das ermöglicht unter anderem die Clusterung von Anlagen zu z.B. Windparks oder auch zu PV-Flächenkraftwerken.

Für den Einsatz einer Erzeugungsanlage sind für die Netz- und Systemführung, insbesondere in kritischen Situationen und im Netzwiederaufbau, folgende Angaben von Bedeutung:

- Start- und Anlaufprozesse einschließlich des Zeitverhaltens,
- die dafür benötigten und bereitzustellenden Eigenbedarfsleistungen und Eigenbedarfsenergiemengen,
- die technischen Anforderungen für den stabilen Prozessbetrieb (Mindestleistung),
- Höhe der Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Gradient),
- sowie regelungstechnische Randbedingungen zur Bereitstellung von Wirkleistung,
- wie auch der Spannungshaltung
- Ansteuerung über Sollwerte.

Typen und Kenngrößen von Erzeugungsanlagen

Ein wesentliches Merkmal liegt im Design und im primären Energieträger. Thermische Kraftwerke, die heute weitestgehend mit fossilen Brennstoffen befeuert werden und nuklear betriebene Anlagen werden ausgehend von der angestrebten elektrischen Wirkleistungsabgabe dimensioniert. Über die den Generator antreibende Turbine und den Energiewandlungsprozess ergibt sich der einzusetzende Primärenergiebedarf. Das Vorhalten von Primärenergien Mengen unterliegt logistischen Randbedingungen, die bereits in der Planung des Netz- und Systembetriebs berücksichtigt werden. Je nach elektrischer Wirkleistungsanforderung wird die Primärenergiezufuhr geregelt. Im Gegensatz dazu werden Laufwasserkraftwerke, Windkraftanlagen und PV-Anlagen ausgehend vom Primärenergieangebot dimensioniert. Das Ziel dieser Anlagen ist die möglichst optimale Ausnutzung der Primärenergie zur Umwandlung in elektrische Energie. Da die Primärenergiezufuhr nicht beeinflusst werden kann und zum Teil stark veränderlich ist, verbleibt für Regelungszwecke nur der Einfluss auf die Ausbeute (Veränderung des Wirkungsgrads durch Arbeitspunktverschiebung). Eine Ausnahme stellen Wasserkraftwerke mit Pumpspeicher dar, die gezielt elektrische Wirkleistung durch Regelung des Zuflusses aus dem Speicher bereitstellen. Der Speicherinhalt ist allerdings endlich und muss bei Zeiten wieder gefüllt werden.

Dampfkraftwerk

Durch die Verbrennung primärer Energieträger, z.B. fossiler Brennstoffe wie Braun- oder Steinkohle, Gas, Öl oder nukleare Träger zur Verwendung in Druck- oder Siedewasserreaktoren, wird die thermische Energie zur Dampferzeugung genutzt. Über eine Dampfturbine wird die thermische Energie in mechanische Energie umgewandelt. Diese wird wiederum zum Antrieb eines Generators verwendet, der nun die Umwandlung in elektrische Energie vornimmt. Die Dampferzeugung und der thermodynamische Prozess bestimmen mit ihren Zeitkonstanten und den dazu erforderlichen Eigenbedarfsleistungen der Aggregate das Verhalten des Kraftwerks. Die Anfahrzeit ist im Wesentlichen von der Temperatur des Kessels und seinen Rohrleitungen abhängig und beträgt wenige bis viele Stunden. Der Eigenbedarf liegt mit den größten Verbrauchern des Kreislaufes (Speisewasserpumpe, Lüfter, Rauchgasreinigung) in der Größenordnung 5% - 6% der Nennleistung. Für den kontinuierlichen Betrieb ist eine Mindestleistung des Kessels erforderlich (je nach Brennstoff etwa 15%-60%

der Nennleistung), so dass ein stabiler Verbrennungsbetrieb gewährleistet ist. Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit liegt etwa bei 1%-3% der Nennleistung pro Minute.

In der Regel verfügen große Dampfkraftwerke über ein Umleitsystem, das den Dampfmassenstrom an der Turbine vorbei direkt in den Kondensator leitet. Dies ermöglicht zum einen, den Kessel in einem stabilen Betriebspunkt unabhängig von einer elektrischen Wirkleistungsabgabe zu betreiben (Störfallmodus), und zum anderen Wirkleistungsreserven vorzuhalten, die bei Laständerungen durch die primäre oder ggf. die sekundäre Regelung für das Netz und das System eingesetzt werden. So stehen im Vergleich zum „Normalbetrieb“ zusätzliche Ressourcen zur Verfügung.

Gasturbine

Der primäre Energieträger Gas wird mit verdichteter Luft der Brennkammer zugefügt. Die thermische Energie strömt als Heiß-Gas durch die Turbine und treibt den Generator an. Da hier die Zeitkonstanten gegenüber einem Kesselbetrieb deutlich kürzer ausfallen, benötigen Gasturbinen Anfahrzeiten im Bereich von wenigen 10 Minuten. Auch können Leistungsänderungen mit einem Gradienten bis zu etwa 10% der Nennleistung pro Minute erreicht werden. Die für einen stabilen Verbrennungsprozess erforderlichen Mindestleistungen sind regelungstechnisch bedingt und liegen bei wenigen % der Nennleistung. Ebenfalls fällt der Eigenbedarf für den Startvorgang mit etwa 1% der Nennleistung sehr gering aus.

Aufgrund des geringen Eigenbedarfs eignen sich Gasturbinen als schwarzstartfähige Kraftwerke. Der Eigenbedarf wird dann z.B. durch ein Dieselaggregat oder eine Batterie gedeckt. Aufgrund der technischen Eigenschaften eignen sich Gasturbinen weiterhin für den Einsatz in der Reserveleistung. Die Leistungsänderungen werden ohne Vorhaltung durch Steuerung des Brennprozesses erzielt.

In GuD (Gas und Dampf) Anlagen wird das Abgas der Gasturbine als Feuerung für einen nachgelagerten Dampfprozess genutzt. Je nach Prozesskopplung der GuD Anlage kann das Abgas zur Anreicherung der Feuerung des Dampfprozesses eingesetzt werden oder aber als alleinige Feuerung für den Betrieb eines nachgeschalteten Kessels (sogenannter Abhitzeessel) dienen. Für den Betrieb des Kessels greifen wieder die Randbedingungen des Dampfkraftwerks. Konstruktiv werden GuD Anlagen derart ausgeführt, dass einerseits der Abgasstrom am Kessel vorbei geleitet wird und somit bei diesen Anlagen den Solobetrieb der

Gasturbine ermöglicht, und andererseits strömt das Abgas durch den Kessel, so dass bei diesen Anlagen ein reiner Gasturbinenbetrieb nicht erfolgen kann.

Wasserkraftwerk

Wasserkraftwerke nutzen als Primärenergieträger Wasser. ***Laufwasserkraftwerke*** nutzen den Volumenstrom fließenden Wassers. Das Design richtet sich nach der Menge, der Fließgeschwindigkeit sowie der nutzbaren Fallhöhe, die durch das Gefälle und einer Anstauung geboten werden. Die Auslegung der erzielbaren Wirkleistung erfolgt als Baugröße, die durch eine Aufwand-Nutzen-Rechnung bestimmt wird. Aufgrund der Auslegung und der natürlichen Schwankungen der Eingangsgrößen wird die Auslegungsleistung nicht zu allen Zeiten erreicht. Das für das Netz nutzbare Wirkleistungsangebot ändert sich somit zeitlich und ist insbesondere bei kaskadierten Anlagen, z.B. entlang eines Flusses, ein Thema der Wasserbewirtschaftung des Betreiberunternehmens. Die Änderungen des primären Volumenstroms liegen im Bereich von Stunden und können für die Netz- und Systemführung im Tagesgeschäft als näherungsweise konstant angesehen werden. Die Anfahrzeiten liegen im Bereich weniger Minuten, der Eigenbedarf und die erforderlichen Mindestleistungen liegen bei wenigen % der Nennleistung. Änderungsgeschwindigkeiten der Wirkleistungslieferung liegen im Bereich 100% der Nennleistung pro Minute. Für die Netz- und Systemführung ist aufgrund der fluktuierenden Verfügbarkeit der Wirkleistung eine Prognose erforderlich.

Einen weiteren Typ der Wasserkraftwerke bilden ***Pumpspeicherkraftwerke*** (PSW). Durch Ausnutzung des Höhenunterschiedes zwischen dem oberen Speicherbecken und dem unteren Becken wird durch den steuerbaren Volumenstrom des Wassers im Turbinenbetrieb die elektrische Wirkleistungslieferung für das Netz bestimmt. Das im unteren Becken befindliche Wasser wird über Pumpen zu Schwachlastzeiten zurück in das Speicherbecken befördert.

Auch hier spielt die Bewirtschaftung des Speichers eine entscheidende Rolle über das Können und Vermögen des Kraftwerks. Anfahrzeiten, Mindestleistungswerte und Änderungsgeschwindigkeiten der Wirkleistung liegen im Bereich derer von Laufwasserkraftwerken. Aufgrund des Speichervolumens und dem daraus resultierenden Primärdargebot sind diese Kraftwerke sehr gut steuerbar und werden sowohl in der primären wie auch sekundären Regelung des Netzes eingesetzt. Weiterhin ist dieser Kraftwerkstyp

aufgrund seiner Regeleigenschaften sowie der geringen benötigten Eigenbedarfsleistung für den Schwarzstart geeignet.

Regenerative dezentrale Erzeugungsanlagen

Der überwiegende Anteil der dezentralen Erzeugungsleistung wird in Deutschland von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Windenergieanlagen geliefert. Konstruktiv verfolgen diese Anlagen das Ziel der maximalen Ausbeute des verfügbaren Primärenergieangebots. Sie unterliegen somit starken Schwankungen und als Folge sind die von ihnen bereitgestellten Leistungen ebenfalls stark schwankend (volatiles Einspeiseverhalten).

Windkraftanlage

Windkraftanlagen nutzen die am Standort vorherrschende Windgeschwindigkeit zum Antrieb des Rotors, der einen Generator treibt. Die Drehzahl des Generators ist dabei abhängig von der Windgeschwindigkeit. Über die Verstellung der Rotorblätter wird die Ausbeute der Primärenergie beeinflusst. Durch technisch zulässige Geschwindigkeiten zur Verstellung der Rotorblätter von 5 Grad pro Sekunde sind Gradienten bis zu 300% der Nennleistung pro Minute erreichbar. Die Leistungsausbeute schwankt mit den Änderungen der Windgeschwindigkeit. Auch ist eine Mindestwindgeschwindigkeit erforderlich um den Leistungsbetrieb der Anlage zu gewährleisten. Eine maximal zulässige Geschwindigkeit sorgt für den Schutz der Anlage. Bei Überschreiten des Wertes wird durch Verstellen der Rotorblätter aerodynamisch die erzeugte Leistung abgeregelt und so auch bei steigender Windgeschwindigkeit konstant gehalten.

Einerseits werden doppelt gespeiste Asynchronmaschinen als Generator verwendet. Durch Entkopplung des Erregerkreises über einen Umrichter wird die Frequenzanpassung der Maschine an die Netzfrequenz erreicht. Andererseits werden Synchrongeneratoren verwendet. Diese Anlagen werden durch den Einsatz eines Umrichters im Statorkreis vollständig von der Netzfrequenz entkoppelt. Der Umrichter und seine Regelung sind Teil der Anlagentechnik. Der Eigenbedarf der Anlage liegt bei geringen Werten kleiner 1% der installierten Leistung.

Anmerkung: Am Netzanschlusspunkt verhalten sich existierende Anlagen aufgrund des anzuwendenden Regelwerkes wie Stromquellen. Diese benötigen eine Spannungs- und Frequenzvorgabe aus dem Netz. Technisch ist ebenfalls der Betrieb als Spannungsquelle realisierbar (siehe Kap 3.3).

Windkraftanlagen sind vielfach als Parks organisiert und je nach Leistungsgröße in der Mittelspannung oder Hochspannung angeschlossen. Sie verfügen somit aus Netzsicht über genau einen Netzanschlusspunkt, der für die Netz- und Systemführung beobachtbar ist. Eine zentrale Steuereinheit als übergeordneter Anlagenregler koordiniert die Einzelanlagen in dem Park. Die Anfahrzeit solcher Parks bis zur Leitungsbereitstellung liegt im Bereich von einigen Minuten. Für den Einsatz der Windkraftanlagen sind aus der Sicht der Netz- und Systemführung aufgrund des volatilen Verhaltens Prognosen der Einspeiseleistungen erforderlich. Insbesondere sollten die Prognosen auf den Netzanschlusspunkt bezogen sein (parkscharfe Prognosen), so dass eine möglichst genaue Abschätzung des Netzverhaltens möglich ist.

PV-Anlage

Die Einspeiseleistung der PV-Anlagen folgt dem Sonneneinstrahlungsdargebot und unterliegt sich schnell ändernden Randbedingungen. Die Erzeugung hängt unter anderem vom Einstrahlwinkel der Sonne ab und ändert sich mit dem Sonnenstand. Weiterhin spielt die Intensität der Einstrahlung eine entscheidende Rolle. Hinzu kommen Abschattungen durch Wolkenzüge, die nahezu schlagartig die Ausbeute verringern bzw. nach Durchzug erhöhen. Hierdurch entstehen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von mehreren 100% der Nennleistung pro Minute, die die Werte konventioneller Anlagen um ein Vielfaches übersteigen. Der Eigenbedarf der Anlage ist nahezu vernachlässigbar. Die Anfahrzeiten bewegen sich im Bereich einiger 10 Sekunden. PV-Module liefern eine Gleichspannung und wirken somit als Gleichspannungsquelle. Über Wechselrichter erzeugt die Wechsel- bzw. Drehstromspannung für den Netzanschluss. In der Regel erwarten die Wechselrichter ebenfalls eine Spannungs- und Frequenzvorgabe aus dem Netz.

Aus Sicht der Netz- und Systemführung existieren viele PV-Anlagen in den unteren Spannungsebenen (Mittelspannung und Niederspannung). Sie sind in den meisten Fällen nicht beobachtbar. Auch sind in der Regel die PV-Anlagen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen nicht als Parks organisiert, so dass aus Netzsicht viele Netzanschlusspunkte existieren. Eine Aggregation von Anlagen zu z.B. einem Flächenkraftwerk mit entsprechender zentraler Steuerungsmöglichkeit ähnlich der FCU des Windparks ist vorteilhaft, da nun von der Netz- und Systemführung die vielen Anlagen nicht einzeln angesteuert werden müssen. Die Prognosen sind wiederum idealerweise bezogen auf

den jeweiligen Netzanschlusspunkt der einzelnen Anlage zur Beurteilung des sicheren Netzbetriebs.

Technisches Regelverhalten

Die Kraftwerkstypen ***Dampfkraftwerk, Gasturbine und Wasserkraftwerk*** liefern ihre Wirkleistung über Synchrongeneratoren, die direkt an das Netz angeschlossen sind.

Über die per ***Sollwert*** gestellte ***Wirkleistungsabgabe*** und die daraus resultierende Drehzahl bestimmen diese Synchrongeneratoren durch Vorgabe einer Richtfrequenz durch die Netz- und Systemführung im Gleichtakt die Frequenz des Netzes. Verfügbare Differenzen zwischen vorgegebenem Sollwert und den technisch lieferbaren Leistungen (minimal die Mindestleistung und maximal die Nennleistung) sind Regelbänder mit positivem bzw. negativem Wert besetzbar. Der Einsatz einer P(f)-Statik im Regelkreis der Erzeugungsanlage schafft die frequenzstützende Wirkung für das Gesamtsystem. Die Bereitstellung von sekundärem Regelband (positiv wie negativ) dient zur Rückführung auf die Richtfrequenz. Der Abruf erfolgt über einen zentralen, in der Systemführung befindlichen Netzregler.

Über die Vorgabe eines ***Spannungssollwertes*** für die Erregerwicklung erfolgt die Regelung der ***Klemmenspannung*** des Generators. Daraus resultierend ergibt sich der Blindleistungsbeitrag für das Netz. Werden die Generatoren im untererregten Bereich betrieben, ist die Klemmenspannung niedriger als die Netzspannung und der Generator nimmt Blindleistung aus dem Netz auf und wirkt spannungssenkend. Der Betrieb im übererregten Bereich sorgt für eine gegenüber der Netzspannung höhere Klemmenspannung und der Generator liefert Blindleistung für das Netz. Für den Verbundbetrieb kann die Spannungsregelung des Generators über eine Q(U)-Statik geregelt werden, so dass durch den resultierenden Blindleistungsbetrag die Klemmenspannung der Netzspannung folgt.

Diese Kraftwerkstypen sind über die Vorgabe von Wirkleistungs- und Spannungssollwerten für das Gesamtsystem frequenz- und spannungsprägend.

Die Typen ***Windkraftanlage*** mit Vollumrichter und ***PV-Anlage*** liefern ihre Wirkleistung über Umrichter an das Netz. In der Regel sind die Umrichter über den Strom gesteuert und benötigen eine Spannungs- und Frequenzvorgabe am Netzanschlusspunkt. Da diese Anlagen üblicherweise nach dem Prinzip der maximalen Ausbeute ihre Wirkleistung erzeugen, entfällt die Vorgabe über Sollwerte. Eine schrittweise ***Einsenkung der Wirkleistung*** über ein Einspeisemanagement (üblich sind die Werte 0%, 30%, 60%, 100% bezogen auf die installierte

Leistung) und eine Abregelung bei Überfrequenz ähnlich der $P(f)$ -Statik unterstützen die Anforderungen des Netzes nur bedingt.

Auch wird über den Strom der **Blindleistungsbeitrag** am Netzanschlusspunkt bestimmt. Eine Spannungsregelung wie im Fall der Synchronmaschine existiert dementsprechend nicht. Somit kann direkt kein Sollwert wie im Fall des Synchrongenerators für die Spannung vorgegeben werden. Die Vorgabe eines Sollwertes für die Blindleistung wirkt spannungsstützend.

Anmerkung: Bzgl. der Windkraftanlagen existieren neben den Anlagen mit Vollumrichter und Synchrongenerator ebenfalls Anlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator. Letztere besitzen technisch eine Abhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung von der Wirkleistungslieferung ($Q(P)$ -Verhalten ähnlich einer $\cos\phi$ -Regelung). Bzgl. der Umrichter kann regelungstechnisch das Verhalten eines Synchrongenerators nachgebildet werden. Damit kann die Anlage eine Spannung mit vorgegebener Frequenz bereitstellen und wirkt netzbildend. Dieses ist bisher aber gemäß Anschlussrichtlinien nicht gefordert und dementsprechend bei Bestandsanlagen nicht umgesetzt.

Beobachten und Steuern von Erzeugungsanlagen

Während des ‚normalen‘ Betriebs des Gesamtsystems erfolgen die Vorgaben an die Erzeugungsanlagen über vorab geplante und durch die Netz- und Systemführung freigegebene Einsatzpläne. Die Beobachtung erfolgt über ferngemeldete Messwerte, die in die Netzleitstelle übertragen werden. In kritischen Netzsituationen und im Netzwiederaufbau verlieren diese Einsatzpläne ihre Gültigkeit und der Einsatz erfolgt ad hoc auf fernmündlichen Zuruf.

Im Gegensatz zu den klassischen konventionellen Anlagen (Dampfkraftwerke, Gasturbinen, Wasserkraftwerke) sind regenerative Erzeugungsanlagen (Windkraft, PV-Anlagen) nicht mit Personal vor Ort besetzt. Das Beobachten und Steuern kann demzufolge nicht fernmündlich erfolgen. Hierzu ist passende Fernwirktechnik zwischen Netz- und Systemführung und den Erzeugungsanlagen einzusetzen, die nun den erforderlichen Daten- und Informationsaustausch zur Beobachtung und zur Steuerung gewährleistet. Dafür sind insbesondere in kritischen Situationen und im Netzwiederaufbau für den ad hoc Einsatz folgende Daten- und Informationen bezogen auf den Netzanschlusspunkt notwendig:

- Verfügbarkeit der Anlage

Kann die Anlage potentiell für das P/f-Management und U/Q-Management eingesetzt werden? Bei aggregierten Parks ist eine ggf. Teilverfügbarkeit anzugeben. Dies stellt ebenfalls eine Anforderung an die unterbrechungsfreie Spannungsversorgung der Anlage, die zur Überbrückung der Zeit von Spannungsverlust bis Spannungswiederkehr am Netzanschlusspunkt dient.

- Zustand der Anlage

Ist die Erzeugungsanlage mit dem Netz am Netzanschlusspunkt verbunden und für den Einspeisebetrieb bereit? Sofern die Anlage bereits einspeist, erfolgt die Rückmeldung über den Messwert am Netzanschlusspunkt. Weiterhin beinhaltet der Zustand der Anlage die Forderung, dass sich die Anlage bei Verlust der Spannung am Netzanschlusspunkt selbsttätig in einen Zustand versetzt, so dass die Anlage bei wiederkehrender Spannung nicht beschädigt wird. Der Anfahrvorgang wird bei wiederkehrender Spannung (Netzanschlusspunkt oder Eigenbedarfsanschluss) initiiert und stellt die Anlage nach Durchführung am Netzanschlusspunkt für den Betrieb für die Lieferung von Wirk- und Blindleistung bereit. Sofern technisch sinnvoll fährt die Anlage einen Arbeitspunkt an, der diese Forderung erfüllt. Dieses beinhaltet ebenfalls die Vorgabe von Sollwerten durch die führende Leitstelle, die von der Anlagensteuerung dann automatisch angefahren werden.

Sofern die Erzeugungsanlage nicht mit Personal besetzt ist, sind diese Vorgänge zu automatisieren und in geeigneter Form zu melden. Die technische Umsetzung auf Seite der Erzeugungsanlage im Detail sowie die informations- und kommunikationstechnische (IKT)-Ankopplung und deren Verfügbarkeit ist mit der anlagenführenden Leitstelle (in diesem Fall die Leitstelle des Netzbetreibers) abzustimmen.

- Anlagensteuerung über Sollwerte

Die im Rahmen des P/f-Managements und U/Q-Management erforderlichen Stellbefehle für die Leistungsabgaben sind von der Anlage umzusetzen. Die Sollwerte werden am Netzanschlusspunkt als Absolutwerte vorgegeben. Sind mehrere Regelmodi potentiell verfügbar (z.B. Leistungsregelung, Regelung mit P/f-Statik), muss eine Auswahl getroffen werden.

Weiterhin wird der Gradient für die Leistungsänderungsgeschwindigkeit vorgegeben. Dieser dient zur Anpassung der Regelgeschwindigkeiten unterschiedlicher Typen von

Erzeugungsanlagen in einem Netz um eine möglichst gleichmäßige Leistungsänderungsgeschwindigkeit für das Gesamtsystem zu erreichen.

Anmerkung: Der Wert für den Gradienten muss nicht zwangsweise während des Betriebs geändert werden und kann als konstanter Wert in der Anlagensteuerung hinterlegt sein.

Der Einsatz von Reservebändern erfolgt durch die Netz- und Systemführung. Das Intervall bezieht sich auf den vorgegebenen Sollwert und unterstützt im Rahmen der Wirkleistung die Frequenzhaltung bei Unter- und Überfrequenz. Für den Einsatz der primären Regelung (FCR) ist eine P/f-Statik vorzusehen. Der Leistungsbeitrag erfolgt mit dem technisch zulässigen Gradienten der Leistungsänderung. Für den Beitrag zur sekundären Regelung (FRR) gilt der Gradient der Sollwertsteuerung.

- Prognosewerte

Für den Einsatz der Erzeugungsanlage sowie der Vorhaltung von Reserveleistungen sind die aktuell verfügbaren Leistungen und die Prognosewerte in einem festzulegenden Zeitraster und Umfang bezogen auf den Netzanschlusspunkt vorzuhalten, zu erneuern und in die Netzleitstelle zu übertragen (Stichwort ‚parkscharfe Prognose‘). Insbesondere sind bei nicht mit Personal besetzten Anlagen diese Werte per Fernwirktechnik zu übertragen. Für den Einsatz volatiler Erzeugungsanlagen sind für den effizienten Leistungseinsatz inklusive der Regelleistungsbänder die Prognosen mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit zu versehen (siehe Abschnitt 3.4). So entstehen prognostizierte Leistungsbänder, die nun unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeiten die Höhe der Leistungslieferungen absichern. Dies dient ebenfalls zur Entscheidung des Einsatzes der Erzeugungsanlagen. Die Werte der Eintrittswahrscheinlichkeiten (z.B. 90%) sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

- Vorrang Netzbetreiber

Die Steuerung durch den Netzbetreiber hat in kritischen Situationen und im Netzwiederaufbau Vorrang vor Steuersignalen Dritter (z.B. Anlagenbetreiber, Direktvermarktung, usw.) und kann von Dritten nicht überschrieben werden. Die Steuersignale Dritter werden erst nach Freigabe der Anlage durch den Netzbetreiber verwertet.

Aus Sicht der Erzeugungsanlage spielt für den Anlagenbetreiber die Realisierbarkeit der Forderungen aus der Netz- und Systemführung eine entscheidende Rolle. Zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ist ferner der Umfang des Daten- und Informationsaustausches abzustimmen. Da die Erzeugungsanlagen ihren Dienst hochgradig automatisiert verrichten, sind verknüpfte Daten zu höherwertigen Informationen durchaus sinnvoll, um deren Austauschvolumen zu beschränken. Sofern es technisch machbar und zulässig ist, hilft für den Einsatz in kritischen Situationen und im Netzwiederaufbau ein spezifischer Betriebsmodus (Störfallmodus) der mit wenigen Eingaben die Steuerhoheit an den Netzbetreiber übergibt. Dabei legt die Netz- und Systemführung die Randbedingungen für den praxisgerechten Einsatz im Kontext des Gesamtsystems fest. Ab dem Netzanschlusspunkt liegt die Umsetzung in der Hoheit des Anlagenbetreibers, jedoch muss die Erreichbarkeit der Parkregelung für den Netzbetreiber sichergestellt sein.

- Kommunikation zwischen Erzeugungsanlage und Netzbetreiber

Die Kommunikation per Fernwirktechnik von Sollwerten, Rückmeldungen, Anlagenzuständen und „parkscharfen“ Prognosedaten erfolgt möglichst nicht über Dritte, sondern über eine Schnittstelle am Netzanschlusspunkt direkt mit dem Netzbetreiber. Die Daten werden aus der Erzeugungsanlage an den Netzbetreiber und dessen „eigene gesicherte“ Kommunikationsinfrastruktur übergeben und in die Leitstelle übertragen. Hierdurch reduzieren sich Fehlerquellen in der Übertragung. Die Ausführung der Infrastruktur sowohl der Erzeugeranlage wie auch des Netzbetreibers sollte möglichst schwarzfallrobust sein und über eine entsprechende Pufferung bei Spannungsausfall verfügen.

Die gestellten Anforderungen aus Sicht der Netz- und Systemführung reichen zum Teil weit über die heutigen Anforderungen für die Integration von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen hinaus, sind aber für einen sicheren Netz- und Systembetrieb mit stetig dominierendem Einsatz dieser Anlagen unabdingbar. Insbesondere zur Beherrschung kritischer Situationen mit unmittelbarem Handlungsbedarf sowie des Netzwiederaufbaus sind diese Erzeugungsanlagen für ein netz- und systemdienliches Verhalten mit zumindest einem Störfallmodus auszurüsten, der diese Anforderungen erfüllt.

3.3 Voraussetzungen auf Anlagenseite für netz- und systemdienliches Verhalten

Dieser Abschnitt fasst aus operativer Sicht die anlagenseitigen Voraussetzungen zu Schwarzstartfähigkeit (3.3.1) sowie für Beiträge zur Spannungs- (3.3.2) und Frequenzhaltung (3.3.3) zusammen. Der Schwerpunkt liegt dabei beim NWA, weshalb auch die Themen Zuschaltverhalten nach Spannungswiederkehr (3.3.4) und elektrisches Verhalten nach Wiederschaltung Erwähnung finden (3.3.5).

3.3.1 Schwarzstartfähigkeit

Schwarzstartfähigkeit besitzt eine Erzeugungsanlage (EZA), die den Anlagenbetrieb ohne Leistungsbezug aus dem öffentlichen Stromnetz aufnehmen, an den Generatorklemmen, oder im Fall von umrichtergekoppelten Anlagen an ihren Anschlussklemmen eine Spannung mit bestimmter Amplitude und Frequenz einregeln, und eine spannungslose Sammelschiene oder ein Teilnetz unter Spannung setzen kann. Als Voraussetzung für die Betriebsaufnahme einer sEZA muss die dafür benötigte Energie in ausreichender Menge gespeichert oder anderweitig verfügbar sein. Insbesondere bei größerem Bedarf an Hilfsenergie, wie es beispielsweise bei thermischen Kraftwerken mit größeren Hilfsantrieben der Fall ist, können Dieselgeneratoren zum Einsatz kommen.

Um die Spannung mit Amplitude und Frequenz einregeln zu können, muss als Voraussetzung die Netzkopplung des Generators oder Umrichters netzbildende oder spannungsregelnde Eigenschaften aufweisen. Dies ist bei direkt gekoppelten Synchronmaschinen der Fall, bei denen das Magnetfeld des rotierenden Läufers in den Ständerwicklungen eine Spannung induziert, weshalb die Generatoren ein Spannungsquellenverhalten aufweisen. Umrichtergekoppelte Anlagen unterscheiden sich hinsichtlich der Ausgestaltung der Regelung in netzbildende (Spannungsquellenverhalten) und netzfolgende bzw. netzunterstützende (Stromquellenverhalten) Anlagen. Bei ersteren wird mit der hardwarenahen, inneren Regelschleife die Spannung an den Umrichterklappen geregelt, womit eine wesentliche Anforderung an eine sEZA erfüllt ist. Bei aktuellen DEA erfolgt die Netzkopplung in der Regel durch netzfolgende oder netzunterstützende Umrichter mit hardwarenaher Stromregelung. Diese Umrichter sind daher konstruktiv bedingt nicht in der

Lage, ein spannungsloses Netz unter Spannung zu setzen. Sie benötigen zur Aufnahme des Einspeisebetriebs ein unter Spannung stehendes Netz, auf das sie sich zuschalten können.

Durch das Spannungsquellenverhalten einer sEZA werden die eingespeiste Wirk- und Blindleistung im Wesentlichen durch die netzseitige Belastung bestimmt. Um die Überlastung einer sEZA zu vermeiden, ist auf den Arbeitspunkt im Generatorleistungsdiagramm zu achten. Dazu ist eine Abstimmung zwischen Netz- und Kraftwerksleitstelle notwendig, die i.d.R. per Telefon erfolgt. Die stationäre Frequenz einer sEZA wird sowohl bei direkt gekoppelten Synchronmaschinen als auch bei Umrichterkopplung durch die Anlagenregelung bestimmt. Übliche Regelungsarten im NWA sind „feste Frequenz“ (isochrone Drehzahlregelung) oder Leistungsregelung mit Frequenzeinfluss nach Kennlinie (droop-Regelung) [8] (sofern kraftwerksseitig technisch möglich ist). Letztere ermöglicht beim Parallelbetrieb mehrerer EZA eine Wirkleistungsaufteilung gemäß ihren Kennlinien nach einer Belastungsänderung im Netz.

Die mögliche Leistungseinspeisung hängt von der verfügbaren Primärenergie ab. Heute kommen als sEZA in Deutschland häufig PSW zum Einsatz, deren verfügbare Energiemenge vom Speicherfüllstand abhängig ist. Für den NWA-Vorgang ist diese Begrenzung zu berücksichtigen und erfordert eine rechtzeitige energetische Ablösung durch ein anderes Kraftwerk oder eine EZA mit gesicherter Leistungsbereitstellung. Sofern EZA mit volatilen Energieträgern zum Einsatz kommen, hängen Verfügbarkeit und Leistungsfähigkeit der Anlage von der aktuellen Wetterlage ab. Zur planerischen Bestimmung von Verfügbarkeiten können historische Wetterdaten statistisch ausgewertet werden. Für den operativen Einsatz und betriebliche Planungsaufgaben sind zur Bestimmung der verfügbaren Einspeiseleistung entsprechende Prognosen zu erstellen.

3.3.2 Beiträge zur Spannungshaltung

Der Beitrag einer EZA zur Spannungshaltung hängt direkt mit dem Verhalten der eingespeisten Blindleistung zusammen. Dabei sind sowohl das **Blindleistungsvermögen** einer Anlage als auch deren **Blindleistungsfahrweise** von Relevanz und differenziert zu betrachten. Das Vermögen beschreibt den möglichen Blindleistungsstellbereich, der in der Regel von den technischen Grenzen (Strom und Spannung) abhängig ist. Die Blindleistungsfahrweise bestimmt, in welcher Abhängigkeit die Blindleistungseinspeisung innerhalb des Blindleistungsvermögens erfolgt.

Das **Blindleistungsvermögen** einer Anlage ist eine Auslegungsgröße und wird im Generatorleistungsdiagramm angegeben. Dabei bestimmt die aktuelle Netzanschlussregel (NAR) den Bereich als Mindestanforderung am Netzanschlusspunkt (NAP). Die Anforderungen gelten technologieneutral unabhängig von der Primärenergie sowie von der Ausführung und der Art der Netzkopplung einer Anlage. Bei Anlagen mit Anschluss an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz wird die Anforderung als Verschiebungsfaktor ($\cos \varphi$) formuliert [9], [10], [11], [12], womit das Blindleistungsvermögen im festen Verhältnis mit steigender Einspeisewirkleistung zunimmt. Bei Anlagen mit Anschluss an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz fordern die Richtlinien einen Blindleistungsbereich [13], [14], [15]. Allgemein gelten die Anforderungen richtlinienabhängig erst bei einer Einspeisewirkleistung in Höhe von 10 % oder 20 % (je nach NAR) der Anschlussleistung. Liegt das technisch mögliche Blindleistungsvermögen einer Anlage über den Mindestanforderungen, so kann der Anlagenregler die Einspeiseblindleistung auf die Mindestanforderung begrenzen. Prinzipiell können umrichtergekoppelte Anlagen Blindleistung auch ohne Wirkleistung einspeisen (sogenannte STATCOM-Funktion). Dies erfordert auf Anlagenseite technische Maßnahmen zur Bereitstellung von Hilfsenergie bei Anlagenstillstand, die üblicherweise aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und daher zu einem erhöhten Wirkleistungsbezug führt. Deshalb wird diese Funktion bei Anlagen in der Regel nicht standardmäßig verbaut und ist von vielen Herstellern als Option lieferbar.

Die **Blindleistungsfahrweise** beschreibt die Blindleistungseinspeisung einer Anlage in Abhängigkeit weiterer Größen wie Spannung, Wirkleistung und ggf. vorgegebenen Sollwerten. Die Grundfunktion einer Anlage wird durch die Art der Netzkopplung bestimmt. Stromgeregelter Anlagen, wozu nahezu alle aktuellen DEA zählen, speisen aktiv einen Blindstrom bzw. eine Blindleistung ein. Spannungsgeregelte Einheiten, wie beispielsweise Synchrongeneratoren oder netzbildende Umrichter, regeln an ihren Klemmen die Spannung auf einen vorgegebenen Wert, aus der sich in Kombination mit der Belastung im Netz die eingespeiste Blindleistung ergibt. Durch eine überlagerte Regelung lassen sich auch mit stromgeregelten Einheiten eine Spannungsregelung sowie mit spannungsgeregelten Einheiten eine Blindleistungsregelung umsetzen. Die zusätzliche äußere Regelschleife reduziert die Dynamik der Spannungsregelung, weshalb sich im Kurzzeitbereich auch bei

netzunterstützenden Umrichtern mit überlagerter Spannungsregelung ein Stromquellenverhalten ergibt, und solche Lösungen nicht standardmäßig zur Anwendung kommen.

Die Umsetzung der Blindleistungsfahrweise erfolgt grundsätzlich mit zwei alternativen Konzepten. Bei kleineren Anlagen, in der Regel PV-Anlagen in der Niederspannung, aber auch älteren Anlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz und verhältnismäßig kleinem Netz innerhalb der Anlage (Park), erfolgt die Blindleistungsregelung an den Klemmen der einzelnen Einheiten (PV-Wechselrichter (WR) oder WEA). Dadurch entsteht ein Regelfehler am NAP, der ggf. durch Berücksichtigung des induktiven Verhaltens von Parkbetriebsmitteln kompensiert werden kann. Bei größeren Parks mit Anschluss an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz, ist i.d.R. am NAP ein Parkregler installiert, der die elektrischen Werte messtechnisch ermittelt, und der durch Sollwertvorgabe an die einzelnen Einheiten die geforderte Blindleistung am NAP einregelt. Im Parkregler sind abhängig von der durch den Anschlussnetzbetreiber geforderten Fahrweise entweder eine Kennlinie oder feste Sollwerte hinterlegt, ggf. werden im laufenden Betrieb Sollwerte über die Fernwirktechnik (FWT) oder andere Kommunikationstechnik entgegengenommen. Der Anschlussnetzbetreiber gibt die gewünschte Blindleistungsfahrweise vor. Deren Umsetzung erfolgt in der Regel durch eine in der Einheit oder im Parkregler hinterlegte und über Parameter auswählbare Regelungsfunktion.

Übliche Fahrweisen der Blindleistungseinspeisung sind nach aktuellen Richtlinien:

- Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$ -Kennlinie). Diese Regelung dient der Spannungsstützung am NAP. Die Kennlinie ist durch die Steigung sowie den Schnittpunkt mit der Spannungsachse (x -Achse) definiert. In der Regel wird die Steigung als Parameter im Regler eingestellt, der Schnittpunkt mit der x -Achse wird in der Regel als Spannungssollwert vom NB über FWT vorgegeben.

Anmerkung: Diese Blindleistungsregelung darf nicht mit einer „echten Spannungsregelung“, wie sie beispielsweise mit Synchrongeneratoren zur Anwendung kommt, verwechselt werden. Bei einer echten Spannungsregelung besteht keine feste Beziehung zwischen Spannungs- und Blindleistungswert, und es wird die Spannung am NAP im Rahmen der Blindleistungsfähigkeit der einzelnen Einheiten und in Abhängigkeit des Reglers mit einer bleibenden Regelabweichung (bei Verwendung eines P-Reglers) oder vollständig (bei Verwendung eines PI-Reglers) eingeregelt.

- Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung ($Q(P)$ -Kennlinie). Bei dieser Methode wird im Anlagenregler eine Kennlinie hinterlegt, bei der die einzuspeisende Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung vorgegeben wird.
- Blindleistung in Mvar. Konstanter Wert für die einzuspeisende Blindleistung, Vorgabe entweder fest im Anlagenregler eingestellt oder durch den NB über FWT in Stufen änderbar.
- Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$. Konstanter Wert für den Verschiebungsfaktor, Vorgabe entweder fest im Anlagenregler eingestellt oder durch den NB über FWT in Stufen änderbar.

3.3.3 Beiträge zur Frequenzhaltung

Der Beitrag einer EZA zur Frequenzhaltung hängt direkt mit dem Verhalten der Wirkleistungseinspeisung zusammen. Bei Wind- und PV-Anlagen kann die Einspeiseleistung im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken nicht durch Veränderung der Brennstoffzugabe oder im Gegensatz zu hydraulischen Kraftwerken und Speichern nicht durch Veränderung des Wasserflusses beeinflusst werden. Die mögliche Einspeiseleistung bestimmt sich neben Anlagenverlusten bei WEA aus der verfügbaren Windleistung auf die Rotorfläche, und bei PV-Anlagen aus der solaren Strahlungsleistung auf die Modulfläche.

Bei aktuellen drehzahlvariablen WEA sorgt die Anlagenbetriebsführung durch Anpassung der Rotordrehzahl für einen optimalen Anströmwinkel am Blattprofil (optimales Verhältnis aus Drehzahl und Windgeschwindigkeit) und damit für eine maximale Leistungsausbeute. Durch Abweichung von der optimalen Drehzahl sowie durch Änderung des Rotorwinkels (Pitchwinkel) kann der aerodynamische Wirkungsgrad und damit die Einspeiseleistung reduziert werden. Dies erfolgt bei Erreichen der Bemessungsleistung und steigender Windgeschwindigkeit automatisch durch die Anlagenbetriebsführung. Ebenso wird bei extern vorgegebener Leistungsbegrenzung der Arbeitspunkt durch die Anlagenbetriebsführung derart verändert, dass die Einspeiseleistung einer WEA den vorgegebenen Wert nicht überschreitet. Die mögliche Dynamik der Einspeiseleistung wird durch die Mechanik und die zulässige Strukturbelastung, die Auslegung des Zwischenkreiskondensators im Umrichter als nutzbarer Energiespeicher und die Auslegung des Chopperwiderstands bestimmt. Unter

Berücksichtigung der hardwareseitigen Randbedingungen lässt sich die Wirkleistungsdynamik durch die Regelung und deren Parametrierung frei einstellen.

Bei PV-Anlagen wird der Wirkungsgrad des Solargenerators und damit die aktuelle Modulleistung durch die Spannung der Solarmodule beeinflusst. Zur optimalen Leistungsausbeute regelt der MPP-Tracker des WR die DC-Spannung permanent auf den Wert des maximalen Wirkungsgrads. Durch die Anlagenbetriebsführung des WR kann der Arbeitspunkt gezielt verschoben und damit die Leistung reduziert werden. Bei PV-Anlagen und Batteriespeichern sind im Gegensatz zu WEA aufgrund nicht vorhandener rotierender Anlagenteile deutlich größere Leistungsdynamiken möglich. Wie auch bei WEA wird die Dynamik durch die Art der Regelung und deren Parametrierung bestimmt.

Das Wirkleistungsverhalten von Wind- und PV-Anlagen wird durch die NAR vorgegeben. Sofern eine Wind- bzw. PV-Anlage nicht durch externe Vorgabe (z.B. durch einen Direktvermarkter oder den NB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements) in der Einspeiseleistung begrenzt ist, befindet sie sich standardmäßig im MPP-Betrieb, in dem die Leistung mit dem meteorologischen Dargebot fluktuiert. Aktuelle WEA und PV-WR besitzen in der Regel eine Kommunikationsschnittstelle, über die die Einspeiseleistung der Einheit begrenzt werden kann. Falls eine externe Wirkleistungsbegrenzung umgesetzt ist, werden die Einheiten einer Anlage mit einer Steuerbox oder einem Parkregler verbunden. Bei kleineren Anlagen mit Anschluss in der Nieder- und Mittelspannung findet zur Leistungsbegrenzung oft eine Steuerbox Verwendung, die externe Begrenzungssignale entgegennimmt und direkt an die Einheiten weiterreicht. Bei größeren Anlagen mit Anschluss an die Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze kommt häufig ein Parkregler zum Einsatz, welcher am NAP die Ströme und Spannungen messtechnisch bestimmt und daraus die Einspeiseleistung berechnet, Wirkleistungssollwerte als Stellgrößen an die Einheiten übermittelt, und so die vorgegebene Wirkleistung am NAP umsetzt. Die Leistungsvorgabe erfolgt einerseits durch den NB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements oder andererseits unter normalen Betriebsbedingungen durch einen Direktvermarkter. In der Regel kommt der kleinste anliegende Wert zur Umsetzung. Eine Wirkleistungsbegrenzung ist nur bei einem Wert unterhalb der verfügbaren Leistung wirksam und führt dann zu einer konstanten Einspeiseleistung. Andernfalls weist die Anlage MPP-Verhalten auf, sofern die verfügbare Leistung den Wert der Leistungsbegrenzung nicht übersteigt.

DEA beteiligen sich nach aktuellen NAR (für Hoch- und Höchstspannung seit 2007 [13], für Mittelspannung seit 2008 [9] und für Niederspannung seit 2011 [10] in Kraft) an der **Frequenzhaltung bei Überfrequenz**. Dazu reduzieren sie die Einspeiseleistung oberhalb von 50,2 Hz gemäß einer Kennlinie mit der Steigung -40 % der Bemessungsleistung pro Hertz. Diese Funktion wird in der Regel in der Anlagenbetriebsführung umgesetzt. Eine Forderung nach Beteiligung an der **Frequenzhaltung bei Unterfrequenz** wird in den NAR seit 2019 in allen Spannungsebenen formuliert [11], [12], [14], [15]. Bei Frequenzen unterhalb von 49,8 Hz müssen DEA die Einspeisewirkleistung mit einem Gradienten von 40 % der Bemessungsleistung pro Hertz erhöhen. Auch diese Funktion wird in der Regel in der Anlagenbetriebsführung umgesetzt, kann jedoch nur zum Tragen kommen, wenn die Anlage unterhalb der maximal möglichen Leistung (MPP) betrieben wird. Die Leistung wird dann bis zum aktuellen Maximum (abhängig vom Wind- bzw. Solarangebot) erhöht. Bei Anlagen mit Anschluss an die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze wird der Leistungsbegrenzung durch den NB höhere Priorität beigemessen, so dass in diesen Netzen bei Verwendung des Netzsicherheitsmanagements DEA keinen Beitrag zur Frequenzhaltung bei Unterfrequenz leisten, auch wenn die verfügbare Leistung das zuließe.

Bei aktuellen Typ-3 WEA (mit doppeltgespeister Asynchronmaschine) ist der Statorkreis direkt mit dem Netz verbunden. Im Gegensatz zur Synchronmaschine ist der Rotorkreis mit einer Drehstromwicklung ausgeführt, die über Schleifringe mit dem stehenden Teil der Maschine verbunden sind. Über ein separates Umrichtersystem wird der Rotorkreis mit einer dreiphasigen Spannung beaufschlagt, deren Frequenz über den rotorseitigen Umrichter eingestellt wird. Die mechanische Drehzahl ergibt sich als Differenz aus der Statorfrequenz (Netzfrequenz) und der durch den Umrichter eingprägten Rotorfrequenz. Somit lässt sich die Drehzahl durch den Umrichter vorgeben. Sie kann größer (übersynchron) oder kleiner (untersynchron) als die Netzfrequenz sein. Beträgt die Frequenz der Rotorspannung 0 Hz (Gleichstrom), verhält sich der Generator wie eine Synchronmaschine.

Bei aktuellen Typ-4 WEA (mit Vollumrichter) und PV-Anlagen erfolgt die Netzkopplung aktueller Einheiten durch stromgeregelter Umrichter. Durch den Vollumrichter ist die Netzfrequenz vollständig von der Anlagenfrequenz entkoppelt. Zur Anpassung der Wirkleistung aufgrund einer Änderung der Netzfrequenz ist eine Frequenzmessung notwendig,

deren Ergebnis zeitverzögert vorliegt, weshalb diese Anlagen bei Belastungsänderungen im Netz zeitverzögert reagieren und deshalb keine Leistungsänderung unverzögert als Momentanreserve bereitstellen können. Momentanreserve können nur Einheiten mit Spannungsquellenverhalten wie Synchronmaschinen, doppelt gespeisten Asynchronmaschinen (Typ-3 Anlagen) und spannungsgeregelten Umrichtern bereitstellen.

3.3.4 Zuschalten nach Spannungswiederkehr

Bei PV-Anlagen erfolgt die Hilfsenergieversorgung von WR mit Anschluss in der Niederspannung in der Regel über den Solargenerator, so dass die Anlagenbetriebsführung auch im Blackout-Fall mit Energie versorgt wird. Sofern Solarleistung zur Verfügung steht, schalten diese Anlagen nach Spannungswiederkehr im Netz innerhalb von einigen zehn Sekunden auf das Netz und beginnen den Einspeisebetrieb.

Einzelne Windenergieanlagen beziehen ihre Hilfsenergie in der Regel von der Unterspannungsseite des Maschinentransformators. Sofern Anlagen mit einer unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV) versehen sind, bleibt die Anlagenbetriebsführung in Betrieb und kann die Kommunikation aufrecht halten. Unabhängig vom Vorhandensein einer USV wird mit Spannungswiederkehr der Betriebsführungsrechner mit Energie versorgt, und die WEA kann innerhalb weniger Minuten in den Einspeisebetrieb gehen.

Bei größeren Wind- und PV-Parks mit Anschluss an das Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz sind in der Regel eine Übergabestation mit Leistungsschalter zwischen Netz und Anlage, ggf. eine Schaltanlage für das parkinterne Stromnetz sowie ein Parkregler installiert. Ob die Anlage nach einem Ausfall des öffentlichen Netzes mit Spannungswiederkehr wieder zuschalten kann, hängt von der individuellen Ausführung der einzelnen Anlage ab. Voraussetzung dafür sind unter anderem die Verfügbarkeit der Hilfsenergie für die Übergabestation sowie Leistungsschalter mit Motorantrieb zum automatischen Schließen nach Auslösung.

Seitens der NAR wird lediglich Anlagen mit Anschluss in der Niederspannung gestattet, automatisch zuzuschalten, sobald die Spannung die Wiederschaltwerte erfüllt [10], [12]. In den anderen Spannungsebenen ist gemäß NAR nach Auslösen des Kuppelschalters in der Übergabestation zum Wiederschalten zusätzlich noch die aktive Freigabe aus der NB-Leitstelle notwendig [11], [14], [15]. Eine Verpflichtung zur Zuschaltung nach Freigabe

innerhalb einer bestimmten Zeit wird in den NAR nicht gefordert. Auch wird heute von Anlagen nicht gefordert, dass sie sich mit Netzausfall in einen definierten Zustand versetzen.

3.3.5 Elektrisches Verhalten nach Wiedereinschaltung

Sobald die Zuschaltbedingungen erfüllt sind und ausreichend Primärenergie vorhanden ist, schalten WEA und PV-WR auf das Netz und beginnen mit dem Einspeisebetrieb. Das elektrische Verhalten wird durch die entsprechende NAR definiert. Sogenannte Altanlagen, welche sich nicht nach TC 2007 [13], BDEW-MSRL 2008 [9] oder VDE-AR-N 4105 (08/2011) [10] oder deren Nachfolgeregeln verhalten oder im Rahmen der Systemstabilitätsverordnung nachgerüstet wurden, steigern ihre Einspeiseleistung mit dem technisch möglichen Gradienten der Leistungsänderung auf die verfügbare Leistung oder auf einen extern vorgegebenen Wert (s. Abschnitt 3.3.3). Dabei können Gradienten auftreten, bei denen die Bemessungsleistung in deutlich kürzerer Zeit als eine Minute erreicht wird. Bei WEA und PV-WR, welche sich nach den genannten Richtlinien verhalten, greift nach Wiedereinschaltung eine Begrenzung des Gradienten auf 10 % der Bemessungsleistung pro Minute, die bis zum Erreichen der verfügbaren Leistung oder einer vorgegebenen Leistungsbegrenzung wirksam ist. Sofern keine Leistungsbegrenzung unterhalb der verfügbaren Leistung vorgegeben wird, gehen eine WEA bzw. eine PV-Anlage mit Erreichen der verfügbaren Leistung in den MPP-Betrieb.

3.4 Probabilistische Prognosen für den Netzbetrieb

Unter einer deterministischen Vorhersage versteht man die Vorhersage eines Wertes einer oder mehrerer Variablen. Solche deterministischen Prognosen werden in der Meteorologie typischerweise mit Modellen erzeugt, die die Physik der Atmosphäre abbilden und einen aktuellen Wetterzustand (Anfangsbedingung) zu den gewünschten Vorhersagehorizonten propagieren. Eine derartige deterministische Prognose ist aber immer mit Fehlern behaftet, da die präzise zeitliche Entwicklung des Wetters nicht vorhergesagt werden kann. Es ist jedoch möglich, zusätzlich die Unsicherheit der Vorhersage mit zu prognostizieren. Ein Ansatz dazu ist die Berechnung einer Vielzahl einzelner deterministischer Prognosen ('Szenarien'), um dann aus deren Streuung eine Verteilung bzw. Unsicherheit abschätzen zu können. Ein derartiges Vorhersageensemble wird z.B. durch Variation der Anfangsbedingungen des zugrundeliegenden Wettermodells, bzw. durch Einbeziehung von Sensitivitäten der

modellierten Physik auf variierende Eingangsdaten erzeugt. Mit solchen Vorhersageensembles können also Unsicherheiten der vorhergesagten Variablen oder Modellsensitivitäten abgeschätzt werden. Eine probabilistische Vorhersage ist die Vorhersage der Wahrscheinlichkeitsverteilung einer statistischen oder meteorologischen Variablen, z.B. der Niederschlagsmenge, der mittleren Windgeschwindigkeit auf einer bestimmten Höhe oder der Temperatur.

Ensembles von Vorhersagen enthalten typischerweise systematische Fehler, die anhand von historischen Beobachtungsdaten korrigiert werden müssen („Kalibrierung“): Probabilistische Prognosen werden oft aus Prognoseensembles generiert, indem verschiedene Annahmen über die zugrundeliegende Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion („Kernel“) getroffen werden. Die Parameter des Prognosekerns werden dann so optimiert, dass die mittlere Abweichung (Bias) und die Breite der Verteilung (Spread) den Beobachtungsdaten entsprechen. Die optimierte, um den systematischen Fehler korrigierte, zeitabhängige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ist dann die probabilistische Prognose. Werden nun Korrelationen innerhalb der ursprünglichen Prognoseszenarien (z.B. Rangkorrelationen) auf die Quantile der optimierten probabilistischen Prognose übertragen, spricht man von einem kalibrierten Prognoseensemble [16].

Beispiel:

Abbildung 3 zeigt beispielhaft ein +5h Prognoseensemble der erzeugten Wirkleistung (normiert auf die Nennleistung) einer einzelnen WEA: Auf der linken Seite sind die einzelnen Szenarien des unkalibrierten Prognoseensembles abgebildet. In der Mitte die Wahrscheinlichkeitsdichte, die mittels Beobachtungsdaten optimiert wurde. Als Kernel wurde hier eine trunkeerte (abgeschnittene) Normalverteilung angenommen. Rechts ist das kalibrierte Ensemble gezeigt, dessen Szenarien die Quantile der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion sind. Die Rangkorrelationen der ursprünglichen Szenarien (links) wurden hier auf die kalibrierten Szenarien übertragen.

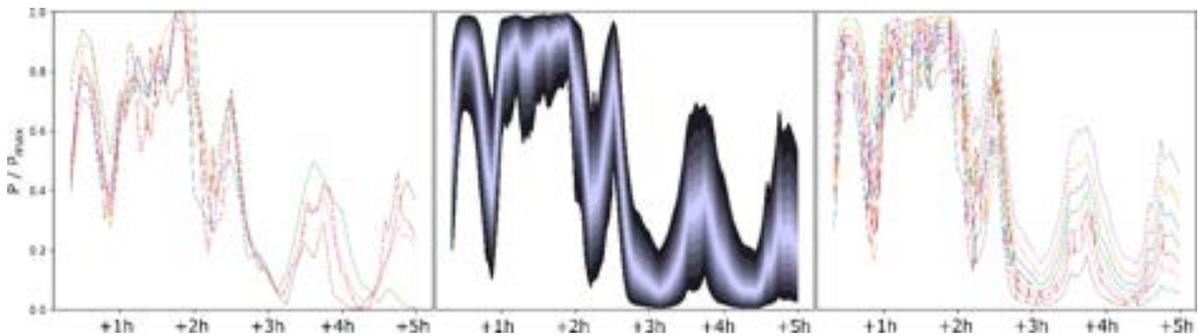


Abbildung 3: Kalibrierung eines Prognoseensembles: Links die Szenarien des unkalibrierten Ensembles, in der Mitte die optimierte Wahrscheinlichkeitsdichte und rechts die rangkorrelierten Quantile, die die Szenarien des kalibrierten Ensembles sind.

Typische Metriken für die Beurteilung der Prognosegüte sind z.B. der *root mean squared error* (RMSE), der *mean absolute error* (MAE), der *Bias* oder der *continuous ranked probability score* (CRPS). Für Ensembleprognosen spielen auch Ranghistogramme der Beobachtungsdaten eine große Rolle, da man aufgrund der Form des Histogramms unterscheiden kann, ob das Prognoseensemble unter- (konkav) oder überdispersiv (konvex) ist. Weiterhin sind Zuverlässigkeitskurven ein wichtiges Werkzeug zur Beurteilung der Eignung einer Prognose als Entscheidungsgrundlage [17]. Hierfür wird die beobachtete (relative) Häufigkeit eines Ereignisses gegen seine vorhergesagte Wahrscheinlichkeit aufgetragen. Je näher die mittlere Steigung dieser Zuverlässigkeitskurve bei 1 liegt, desto besser ist die Prognose kalibriert und kann die tatsächliche Häufigkeit eines Ereignisses akkurat vorhersagen. Abbildung 4 zeigt ein solches Zuverlässigkeitsdiagramm. Reale Prognosen weichen typischerweise von der

Diagonalen ab, da sich hier sowohl systematische und statistische Prognosefehler als auch unzureichende Ensemblekalibrierung abzeichnen.

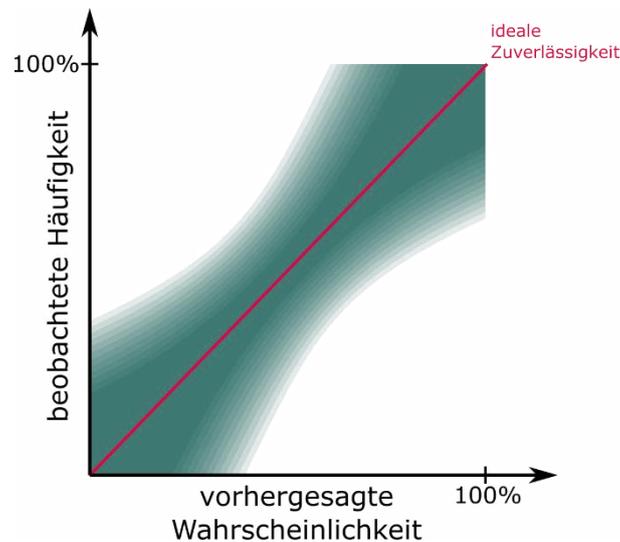


Abbildung 4: Skizze einer Zuverlässigkeitskurve. Eine ideal zuverlässige Prognose liegt auf der Diagonalen. Die mittlere Steigung ist oftmals Indikator für die Zuverlässigkeit einer probabilistischen Prognose (hier angedeutet mit dem grün schraffierten Bereich).

Beispiel:

Betrachtet man eine Prognose der erzeugten Wirkleistung einer oder mehrerer EZA, so ist beispielsweise die Zuverlässigkeit des vorhergesagten Wirkleistungsminimums innerhalb eines Zeitraums eine wichtige Information. Mit welcher Zuverlässigkeit wird also eine vorhergesagte minimale Leistung auch erreicht, bzw. wie oft wird das vorhergesagte Perzentil q_α von der beobachteten Leistung P_{obs} überschritten? Das Verhältnis aus prognostizierter zu beobachteter Wahrscheinlichkeit, also die Zuverlässigkeit des α -Perzentiles ist dann

$$r(\alpha) = \frac{p(P_{obs} \geq q_\alpha)}{1 - \alpha}.$$

In Abbildung 5 sind die Zuverlässigkeitskurven (r über α) für verschiedene Vorhersagehorizonte einer Windleistungsprognose für einen Windpark gemittelt über einen Monat gezeigt. Die jeweiligen mittleren Steigungen sind sehr nahe bei 1, was auf eine hohe Zuverlässigkeit der Prognose schließen lässt. Dies ist vor allem auf die Verwendung von Live-Beobachtungsdaten bei der Prognoseerstellung und einer akkuraten Kalibrierung zu verdanken.

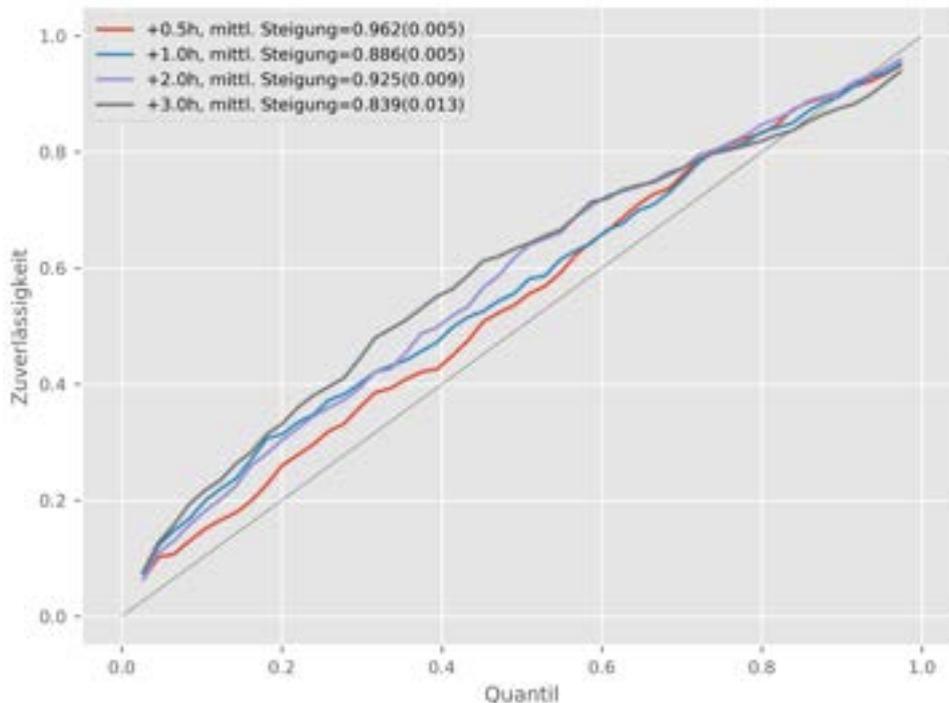


Abbildung 5: Gemessene Zuverlässigkeitskurven einer Windleistungsprognose für einen Windpark, gemittelt über einen Monat.

Korrekt kalibrierte Ensembleprognosen bilden sowohl die Variation als auch die Unsicherheit der vorhergesagten Variablen ab [18]. Mit Kenntnis der Zuverlässigkeit einer (kalibrierten) probabilistischen Prognose kann also ein minimales oder maximales Leistungsniveau abgeschätzt werden, das mit einer bestimmten Zuverlässigkeit erreicht wird. Dies ist insbesondere für die Verwendung von Leistungsprognosen in der Netzbetriebsführung von besonderer Bedeutung. Diese Zuverlässigkeit kann „gewählt“ werden, indem ein bestimmtes Perzentil der Prognose betrachtet wird. Wählt man beispielsweise zur Darstellung der Prognose in der Netzbetriebsführung das 10%-, 50%- und das 90%-Perzentil¹¹ aus, kann man auf der Grundlage eines Diagramms wie in Abbildung 5 beurteilen, mit welcher Sicherheit die prognostizierte Leistung tatsächlich zur Verfügung steht.

¹¹ Die Auswahl des 10% Perzentils einer gut kalibrierten Prognose bedeutet hier in der Betriebsführung, dass der prognostizierte Wert in 10% der Fälle unterschritten, aber in 90% der Fälle überschritten wird.

4 Systemdienstleistungen

4.1 Schwarzstartfähigkeit

Schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen (sEZA) können ohne Spannungsvorgabe aus dem öffentlichen Netz aus eigener Kraft den Betrieb aufnehmen und den NAP unter Spannung setzen. Die Regelung der Spannung in Amplitude und Frequenz erfordert eine spannungsregelnde Netzkopplung wie beispielsweise einen Synchrongenerator oder einen spannungsgeregelten (netzbildenden) Umrichter. Die mögliche Ausdehnung des von der sEZA unter Spannung zu setzenden (Teil-)Netzes wird durch die Blindleistungsfähigkeit der Anlage und durch den Blindleistungsbedarf des Netzes bestimmt. SEZA erlauben auch das unter Spannung setzten von lastlosen Teilnetzen. Die zur Versorgung von Lasten notwendige Energie hängt von der verfügbaren Primärenergie ab, die im Fall von Speicherkraftwerken vorgehalten oder im Fall von thermischen Kraftwerken über gesonderte Brennstoffspeicher oder eine schwarzfallsichere Versorgung von Primärenergie gesichert werden muss.

Schwarzstartfähigkeit wird aktuell hauptsächlich durch Pumpspeicherwerke (PSW) oder Gasturbinen, die den Eigenbedarf zur Betriebsaufnahme lokal vorhalten, bereitgestellt. Im Inselnetz ergibt sich die maximal mögliche Last aus der Anlagenbemessungsleistung. Der für eine sEZA zulässige Laststoß, also die Größe einer mit einer Schalthandlung zuschaltbaren Last, hängt von vielen Parametern ab und hat für jede Anlage einen individuellen Wert. Zusätzlich wird der mögliche Laststoß in einem Inselnetz von den verfügbaren Funktionen zur Frequenzhaltung (s. Abschnitt 4.3) sowie den zulässigen Auslösegrenzen der im Netz installierten Frequenzschutzrelais begrenzt. Die mögliche Höhe und der zeitliche Verlauf der Lastversorgung in einem Teilnetz ergibt sich aus der vorgehaltenen bzw. verfügbaren Energiemenge der sEZA.

Da der Szenariorahmen für den NEP 2037 perspektivisch einen Zubau von PSW vorsieht [3] ist nicht davon auszugehen, dass aktuelle sEZA dieser Technologie in naher Zukunft deutlich reduziert zur Verfügung stehen. Für Gasturbinenkraftwerke bzw. Wasserstoffkraftwerke wird ebenfalls ein Zubau erwartet [3], weshalb hier von technologischer Seite her ebenfalls nicht mit einem nennenswerten Rückgang der aktuell verfügbaren Schwarzstartfähigkeit zu rechnen ist.

4.2 Spannungshaltung

Beim NWA regelt die sEZA als spannungsregelnde Einheit die Spannung an den Anlagenklemmen ein, wodurch sich die Blindleistungseinspeisung aus dem Bedarf des angeschlossenen Netzes ergibt. Diese wird bei einem leerlaufenden Netz im Wesentlichen durch die Kabel- und Leitungskapazitäten bestimmt (Querelemente, vgl. Abbildung 6). Mit steigendem Stromfluss steigt ebenfalls die durch die induktiven Längselemente erzeugte Blindleistung, weshalb sich mit zunehmenden Leistungsflüssen das kapazitive Verhalten reduziert und in induktives Verhalten umkehrt. Durch Zuschalten von Kompensationsanlagen (kapazitiv oder induktiv als Querelemente) kann der Blindleistungsbedarf des Netzes gezielt beeinflusst werden und die Kraftwerke lassen sich seitens der Blindleistungsbereitstellung entlasten.

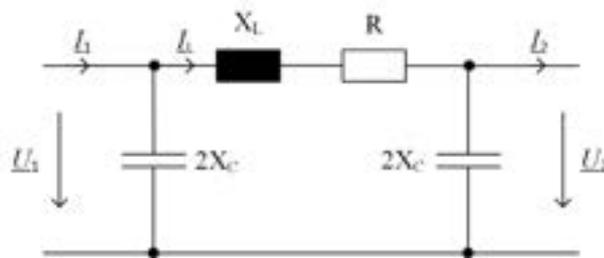


Abbildung 6: Vereinfachtes PI-Ersatzschaltbild eines Kabels / einer Leitung

Bedingt durch die Phasendifferenz von 90° zwischen dem Leiterstrom I_L und der Spannung über der Längsreaktanz U_L ergibt sich bei konstanter Spannung am Leitungsanfang U_1 der Betrag der Spannung am Leitungsende U_2 im Wesentlichen durch den Blindanteil des Leiterstroms I_L . Deshalb lässt sich an Netzknoten, an denen keine spannungsgeregelten Einheiten wie Synchronmaschinen oder netzbildende Umrichter angeschlossen sind, die Spannung durch gezielte Blindleistungseinspeisung mit geeigneten Betriebsmitteln (z.B. Kompensationsanlagen, umrichtergekoppelte Anlagen) beeinflussen. Eine Blindleistungseinspeisung in das Netz (kapazitive Last) hebt die Knotenspannung, Blindleistungsentnahme aus dem Netz (induktive Last) senkt die Knotenspannung. Als Ergebnis ergibt sich über die Knoten im Netz ein Spannungsprofil, das sich durch die spannungsgeregelten Einheiten und die Anpassung der Blindleistungseinspeisung(en) beeinflussen lässt. Durch die lokale Bereitstellung von Blindleistung, bspw. durch Kompensationsanlagen oder aktive Blindleistungsquellen (in der Regel umrichtergekoppelte Anlagen), kann der Blindleistungsbedarf des umliegenden

Netzgebietes lokal versorgt werden. So lässt sich das Spannungsprofil über den Netzknoten glätten, und die spannungsregelnden Einheiten hinsichtlich der Blindleistungseinspeisung entlasten sowie Netzverluste reduzieren. Beim Betrieb mehrerer spannungsgeregelter Einheiten im Netz sind die Sollspannungen aufeinander abzustimmen, um die Querflüsse zwischen den Einheiten auf ein Minimum zu reduzieren.

Abbildung 7 zeigt beispielhaft die genannten Zusammenhänge für ein Inselnetz mit einer Last und ein bzw. zwei Erzeugungsanlagen. In Abbildung 7 (a.i) speist ein Generator ein leerlaufendes Netz. An den Generatorklemmen wird die Sollspannung eingeregelt. Bedingt durch die Leitungskapazitäten nimmt der Generator eine Blindleistung von 3 Mvar auf. Der Ferranti-Effekt führt zu einem Spannungsanstieg entlang der unbelasteten Leitungen.

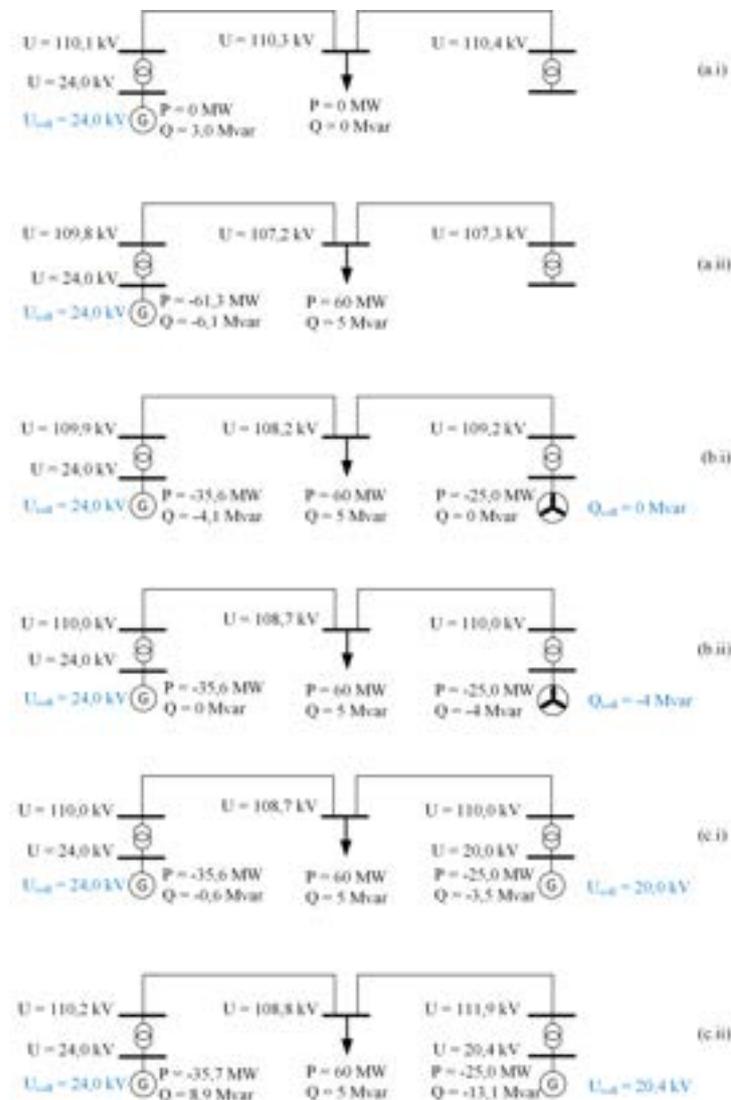


Abbildung 7: Spannungsverteilung in einem Inselnetz mit ein bzw. zwei Einspeiseanlagen (Verbraucherzählpeilsystem)

In Abbildung 7 (a.ii) belastet ein Verbraucher das Netz. Der Generator stellt die von der induktiven Last benötigte Blindleistung bereit und geht in den übererregten Betrieb über. Als Folge der induktiven Last reduziert sich die Spannung auf dem Leitungsweg vom Generator zum Lastknoten.

Die Einspeisung von Wirkleistung im Netz, beispielsweise durch einen Windpark, entlastet den Generator und glättet das Spannungsband über den Netzknoten (Abbildung 7 (b.i)). Durch gezielte Blindleistungseinspeisung kann der Windpark den Generator blindleistungsmäßig weiter entlasten und das Spannungsprofil weiter glätten (Abbildung 7 (b.ii)).

In Abbildung 7 (c.i) wird der Windpark durch ein Kraftwerk mit Synchrongenerator ersetzt. Als Sollspannung wird wie beim linken Generator der Nennwert vorgegeben. An beiden Generatorklemmen stellt sich die Sollspannung ein, und die Blindleistung teilt sich den Netzimpedanzen entsprechend auf. Eine Erhöhung der Sollspannung wirkt sich direkt auf die Klemmenspannung aus (Abbildung 7 (c.ii)), womit der Generator in den übererregten Betrieb versetzt wird und die Blindleistungseinspeisung deutlich steigt. Als Folge geht der linke Generator in den untererregten Betrieb und nimmt die vom rechten Generator eingespeiste Blindleistung auf. Der dadurch entstehende Querfluss an Blindstrom erhöht die Netzverluste. Bei gleichbleibender Last erhöht sich die notwendige Einspeise-Wirkleistung.

4.2.1 Heutige Erbringer

Die Spannungsregelung im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen durch die Kraftwerke, die über die direkt gekoppelten Synchronmaschinen die Spannungen an den Kraftwerksstandorten einregeln. In weiteren Umspannwerken werden zur Deckung des lokalen Blindleistungsbedarfs und zur Spannungshaltung situativ Kompensationsanlagen zugeschaltet. Dafür kommen passive Betriebsmittel (Kompensationsspulen und Kondensatoren) sowie Statische Kompensationsanlagen (STATCOM) zum Einsatz, welche heutzutage mit stromgeregelten Wechselrichtern ausgestattet sind und daher nicht spannungsregelnd arbeiten [19]. Diese werden unterstützt durch HGÜ-Kopfstationen, Batteriespeicher und dezentrale Erzeugungsanlagen, deren Netzkopplung ebenfalls heute in der Regel über stromgeregelte Wechselrichter erfolgt. Bei Anschluss im Höchstspannungsnetz kommt standardmäßig als

Fahrweise die Blindleistungs-Spannungskennlinie (Q(U)-Kennlinie) (siehe Abschnitt 3.3.2) zur Anwendung [15].

Die Spannungsregelung in Hochspannungsnetzen erfolgt hauptsächlich durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren zum Übertragungsnetz mittels unter Last schaltbaren Stufenstellern. In der Regel erfolgt eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses durch einen lokalen Regler in Abhängigkeit der Spannung auf der Sekundärseite des Transformators. Die Spannungsregelung erfolgt im Gegensatz zur Synchronmaschine nicht kontinuierlich, sondern in diskreten Stufen. Mit Anheben der Spannung durch Änderung der Stufenschalterposition steigt der Blindleistungsbedarf spannungsabhängiger Lasten und damit der Blindleistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz. Die dadurch hervorgerufene Spannungsabsenkung auf der Oberspannungsseite des Transformators kann bei nicht ausreichenden Blindleistungsreserven, wie es beim NWA zunächst der Fall ist, zu einer erneuten Aktivität des Spannungsreglers und damit zu einem kaskadierenden Effekt führen. Daher werden automatische Spannungsregler an Transformatoren beim NWA zunächst deaktiviert und die Stufensteller manuell geschaltet. Innerhalb des Hochspannungsnetzes können aktuell dezentrale Erzeugungsanlagen zur lokalen Blindleistungseinspeisung und damit zur Spannungshaltung herangezogen werden [14].

Analog verhält sich die Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen mit der Ausnahme, dass diese im Gegensatz zu Hochspannungsnetzen in der Regel radial und nicht vermascht betrieben werden. Deshalb findet hier die Spannungsregelung nur an einem speisenden Knoten und nicht an mehreren Knoten statt. Auch lokal können dezentrale Erzeugungsanlagen zur lokalen Blindleistungseinspeisung und damit zur Spannungshaltung herangezogen werden.

4.2.2 Erwartete Veränderungen

Durch Außerbetriebnahme von Kraftwerken im Übertragungsnetz reduziert sich die Anzahl der Synchrongeneratoren als spannungsregelnde Einheiten inkl. deren verfügbarer Blindleistungsreserven. Die dadurch entstehende Lücke soll perspektivisch durch STATCOM mit netzbildenden Umrichtern in einer Größenordnung von 25 Gvar ersetzt werden [19]. Darüber hinaus können dezentrale Erzeugungsanlagen als Blindleistungsquellen und damit zur Spannungshaltung in allen Netzebenen herangezogen werden. Dabei ist zu beachten, dass bei aktuellen Anlagen laut Anforderungen erst ab einer Wirkleistungseinspeisung von 20% der Nennleistung der volle Blindleistungsbereich zur Verfügung steht. In der Regel sind von den

Herstellern gegen Aufpreis auch Varianten mit STATCOM-Funktion erhältlich, deren Blindleistungsstellbereich unabhängig von der Wirkleistung ist.

4.3 Frequenzhaltung

4.3.1 Einführung

Die Frequenzhaltung im Netz hängt direkt mit dem Wirkleistungsmanagement zusammen. Mit Ausnahme von auf Belastungsänderungen folgenden Ausgleichsvorgängen weist die Frequenz an allen Knoten des Netzes im quasi-stationären Zustand einen einheitlichen Wert auf und unterscheidet sich dadurch grundlegend von den Spannungen an den Netzknoten. Da das Netz selbst keinen nennenswerten Energiespeicher darstellt, ist die Bilanz aus eingespeister und entnommener Leistung unter Berücksichtigung der Netzverluste in Bezug zu der vorgegebenen Richtfrequenz stets ausgeglichen. Belastungsänderungen werden unmittelbar durch spannungsregelnde Einheiten, heute im Wesentlichen durch direkt gekoppelte Synchrongeneratoren, mittels Bereitstellung von **Momentanreserve** übernommen. Die dazu notwendige Umwandlung kinetischer in elektrische Energie geht mit einer Änderung der Generatorzahl einher und führt zu einer Frequenzänderung der Spannung an den Generatorklemmen. Die Momentanreserve wird als direkte Reaktion auf eine Belastungsänderung aktiviert und führt zu einer Frequenzänderung (Rate of Change of Frequency, RoCoF), deren Höhe proportional zur Größe der zusätzlichen Belastung und umgekehrt proportional zur Massenträgheit im Netz ist.

Als Reaktion auf eine Drehzahlabweichung vom Zielwert wird bei thermischen Kraftwerken einer **P(f)-Statik** entsprechend die Turbinenleistung angepasst (s. Abschnitt 3.2). Im Normalbetrieb des Netzes sind Leistungsreserven durch die **FCR** (Frequency Containment Reserve) nur in einen Frequenzbereich von 49,8 Hz bis 50,2 Hz gefordert. Im NWA-Fall werden kraftwerksseitig soweit möglich vorhandene Grenzen deaktiviert, um bei Bedarf auch jenseits dieser Frequenzwerte noch Reserven bereitzustellen. Um eine Verwechslung mit den Regelungsprodukten des Normalbetriebes zu vermeiden, wird im Folgenden von primärer und sekundärer Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR) gesprochen. Die Aktivierung der primären LFR erfolgt entsprechend der Kraftwerksdynamik im Bereich einiger Sekunden. Sie wird dezentral von den an der Regelung beteiligten Kraftwerken erbracht. Einer proportionalen

Kennlinie zwischen Drehzahl (Frequenz) und Leistungsanpassung folgend wird ein zusätzlicher Wirkleistungssollwert auf den Turbinenregler addiert, so dass sich eine bleibende Abweichung der Einspeiseleistung vom extern vorgegebenen Wirkleistungssollwert sowie eine bleibende Abweichung der Frequenz vom Zielwert ergibt.

Der primären LFR zeitlich nachgelagert wird im Normalbetrieb die **FRR** (Frequency Restoration Reserve) für die sekundäre LFR über einen zentral ausgeführten Integralregler aktiviert. Dieser ist im Netz lokalisiert. Die Dynamik der Regelung wird durch ihre Parameter sowie durch die sich an der LFR beteiligten Kraftwerke und deren Leistungsbeiträge bestimmt und ist so gestaltet, dass sie innerhalb von wenigen Minuten nach Ereigniseintritt vollständig aktiviert wird und die FCR ablöst. Über den Einsatz der FRR durch die Vorgabe zusätzlicher Wirkleistungssollwerte an die beteiligten Kraftwerke wird die Frequenz auf den eingestellten Wert der Richtfrequenz zurückgeführt.

Abbildung 8 zeigt die prinzipielle zeitliche Aktivierung von Wirkleistungsreserven am Beispiel einer Lastaufnahme (violett). In der Realität weisen die gezielt aktivierten Reserven (FCR und FRR) eine stetig differenzierbare (ohne Knicke) Kurvenverläufe auf, die hier vereinfacht abschnittsweise als Geraden dargestellt sind.

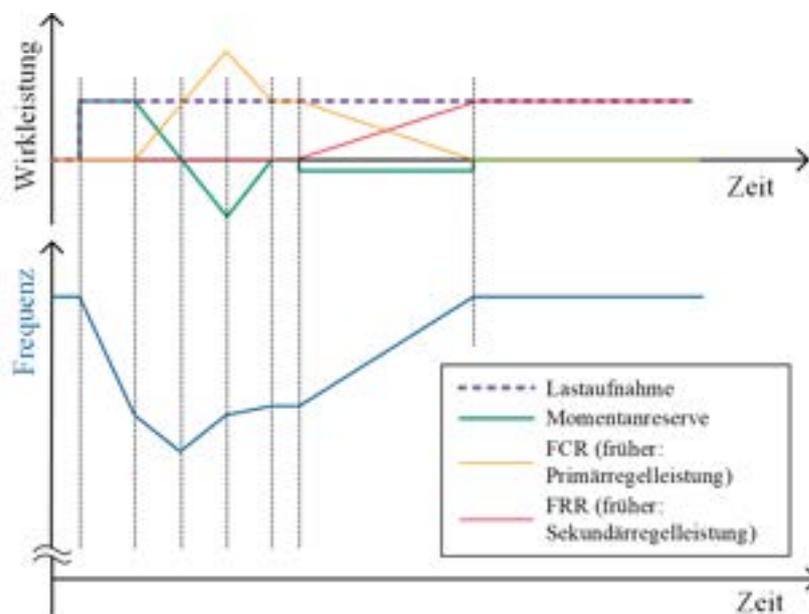


Abbildung 8: Aktivierung von Wirkleistungsreserven und Frequenzverlauf nach einer Lastaufnahme (Prinzipiskizze)

Die unmittelbar von der Momentanreserve (grün) übernommene Steigerung der Wirkleistungsabgabe (durch die Lastaufnahme verursacht) führt zu einem negativen Frequenzgradienten. Dieser wird durch die zeitlich verzögerte Aktivierung der FCR zunächst

abgeschwächt, und sobald die FCR die Steigerung der Wirkleistungsabgabe übersteigt, wird der Frequenzgradient ins Positive gekehrt. Ist die in Anspruch genommene Momentanreserve vollständig durch die FCR ersetzt, stabilisiert sich das System auf eine quasi-stationäre Frequenz. Aufgrund des Proportionalreglers liegt der quasi-stationäre Frequenzwert unterhalb der Richtfrequenz. Durch Aktivierung der FRR wird bereitgestellte Wirkleistung der FCR durch die sekundäre Wirkleistung ersetzt und somit abgelöst. Die Frequenz wird so auf den Zielwert zurückgeführt.

Im Gegensatz zur Spannungshaltung, bei der sich die Blindleistungseinspeisung hauptsächlich auf die Spannung im umliegenden Netzgebiet auswirkt und der Einfluss mit zunehmender Entfernung abnimmt, ist der Einfluss der Wirkleistung auf die Frequenz im Netz ortsunabhängig (Ausgleichsvorgänge zwischen einzelnen Generatoren können betrieblich vernachlässigt werden). Die Wirkleistungsreserven sind hinsichtlich der Aktivierung zeitlich entkoppelt und müssen planerisch für jeden Zeitbereich in ausreichender Reserve zur Ausregelung von Frequenzabweichungen (z.B. durch Aufnahme zusätzlicher Lasten oder fluktuierender Einspeiseleistung von DEA im leistungsoptimierten Betrieb) vorgesehen werden.

4.3.2 Bedeutung für den NWA

Nach einem großflächigen Blackout werden zunächst Inselnetze im Übertragungsnetz unter Spannung gesetzt, für die jeweils Wirkleistungsreserven vorzuhalten sind und für die jeweils ein Wirkleistungsmanagement umgesetzt werden muss. Die Momentanreserve wird durch die Schwungmasse der Generatoren und ihrer Antriebsstränge (Turbinen, Wellen, etc.) der sEZA und weiterer, mit dem Inselnetz synchronisierten Kraftwerke bereitgestellt, welche oftmals auch die LFR erbringen. Da der zentrale Sekundärregler des Normalbetriebs in der Regel keine Kraftwerke direkt anweist, sondern über die Leitwarte der einzelnen Anbieter ihm nicht im Detail bekannte Portfolien abrufen [20], ist dessen Einsatz in der frühen Phase des NWA nicht möglich. Daher werden Einspeisesollwerte für die einzelnen Kraftwerke aus der NB-Leitstelle auf Zuruf vorgegeben werden, um die Frequenz wieder auf den Zielwert zurück zu führen. In Einzelfällen kommt ein NWA-Regler zum Einsatz. Dieser erfüllt die gleiche Funktion wie der Netzregler, besitzt aber eine direkte Datenkommunikation zu einzelnen Kraftwerken, damit diese den betrieblichen Bedürfnissen entsprechend in die sekundäre Leistungsregelung

integriert werden können. Um möglichst schnell Leistungsanschlüsse über größere Entfernungen zu ermöglichen, die Wirkleistungsreserven zu bündeln und damit die Sensitivität der Frequenz gegenüber Laständerungen zu verringern, werden die einzelnen Inselnetze zunächst zu einem sich über Deutschland überstreckenden Rumpfnetz synchronisiert [21]. Zur Synchronisierung zweier Inselnetze ist ein Synchronisierungskonzept zu erstellen, welches die Maßnahmen zur Frequenzangleichung, die Zuschaltbedingungen und das Leistungsmanagement nach Synchronisierung beinhaltet.

Der auf eine Lastzuschaltung folgende Frequenzverlauf wird durch die Größe der mit dem Netz synchronisierten Schwungmasse und der Höhe der verfügbaren primären LFR und deren zeitlicher Bereitstellung bestimmt. Um sicher zu stellen, dass das auf eine Lastaufnahme folgende Frequenzminimum einen ausreichenden Abstand zur ersten Stufe des Unterfrequenz-Lastabwurfes von 49,0 Hz aufweist, ist der Wert der zuzuschaltenden Last zu begrenzen, z.B. auf 5% der Nennleistungen der synchronisierten Kraftwerke. Um im späteren Verlauf des NWA die Aufnahme größerer Lasten zu ermöglichen, werden zunächst Kraftwerke mit dem Inselnetz synchronisiert, um die Schwungmasse und die Wirkleistungsreserven zu erhöhen. Erst ab einer gewissen Größe der Insel und einer ausreichenden Menge an Wirkleistungsreserven wird mit dem Versorgungswiederaufbau begonnen.

4.3.3 Einfluss durch die Energiewende

Mit der Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke reduziert sich die Verfügbarkeit von Momentanreserve und LFR signifikant. Aktuelle DEA mit stromregelnden Umrichtern können nicht zur Momentanreserve beitragen, da diese nur auf eine Änderung der Frequenz reagieren und aufgrund der dafür notwendigen anlageninternen Frequenzbestimmung Messverzögerungen im Bereich einiger 100 ms auftreten. Die Momentanreserve der konventionellen Kraftwerke kann technisch durch die Installation von STATCOMS mit netzbildenden Umrichtern und entsprechenden Energiespeichern im Bereich von einigen Sekunden der Nennwirkleistung ersetzt werden [19]. Allerdings handelt es sich hierbei mit heutigem Stand um technisch machbare Lösungen im Prototypenstatus, die noch umfangreiche Studien für den dauerhaften Einsatz in der Praxis und deren dauerhaften Betrieb erfordern.

Aktuelle DEA nehmen nach Spannungswiederkehr den leistungsoptimierten Betrieb auf und stellen durch die fluktuierende Einspeiseleistung eine zusätzliche Unsicherheit dar, die in der Planung von Reserveleistung berücksichtigt werden muss. Sofern die Erzeugungsleistung von nicht steuerbaren DEA dazu führt, dass steuerbare Kraftwerke oder Erzeugungsanlagen

erst verzögert mit dem Netz synchronisiert werden können, reduzieren sich die verfügbaren Leistungsreserven, was den Prozess verlangsamt oder gar dazu führt, dass der NWA nicht vollständig erfolgen kann.

Sofern die Einspeiseleistung von DEA über Sollwertvorgabe gesteuert werden kann und die abgegebene Wirkleistung unterhalb ihrer verfügbaren Wirkleistung liegt, halten sie Leistungsreserven vor und können sich prinzipiell symmetrisch an der Frequenzhaltung beteiligen. Für den Einsatz in der Praxis müssen durch entsprechende Anpassung der Anlagensteuerung die dafür notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden. Um beim NWA der NB-Leitstelle eine entsprechende Planung von Erzeugungs- und Reserveleistung zu ermöglichen, müssen für die entsprechenden Anlagen Prognosen über die aktuelle und zukünftig verfügbare Einspeiseleistung vorliegen.

5 Vorgehen im Projekt

5.1 Gliederung nach Netzebenen

Die im Projekt getätigten Entwicklungen sind den entsprechenden technischen Eigenschaften der Netzebenen (NE) im Verbundsystem gegliedert (siehe Abbildung 9). Die Netze der Ebenen 2 bis 4 (Hochspannungsnetz sowie Mittelspannungsabgänge in den HS/MS-Umspannwerken) sind in der Regel heute im Leitsystem des Netzbetreibers sichtbar und die Fernsteuerbarkeit der Schaltgeräte ist gegeben. Ebenso sind Kraftwerke und Einspeiseanlagen im Leitsystem sichtbar und aus der Leitstelle steuerbar. Die Entwicklungen innerhalb der NE 2 bis 4 konzentrieren sich im Projekt im **Entwicklungsstrang Parksteuerung** auf die Erweiterung der elektrischen Anlageneigenschaften und der vorhandenen Netzbetreiberschnittstelle sowie auf die Erstellung parkscharfer Prognosen.

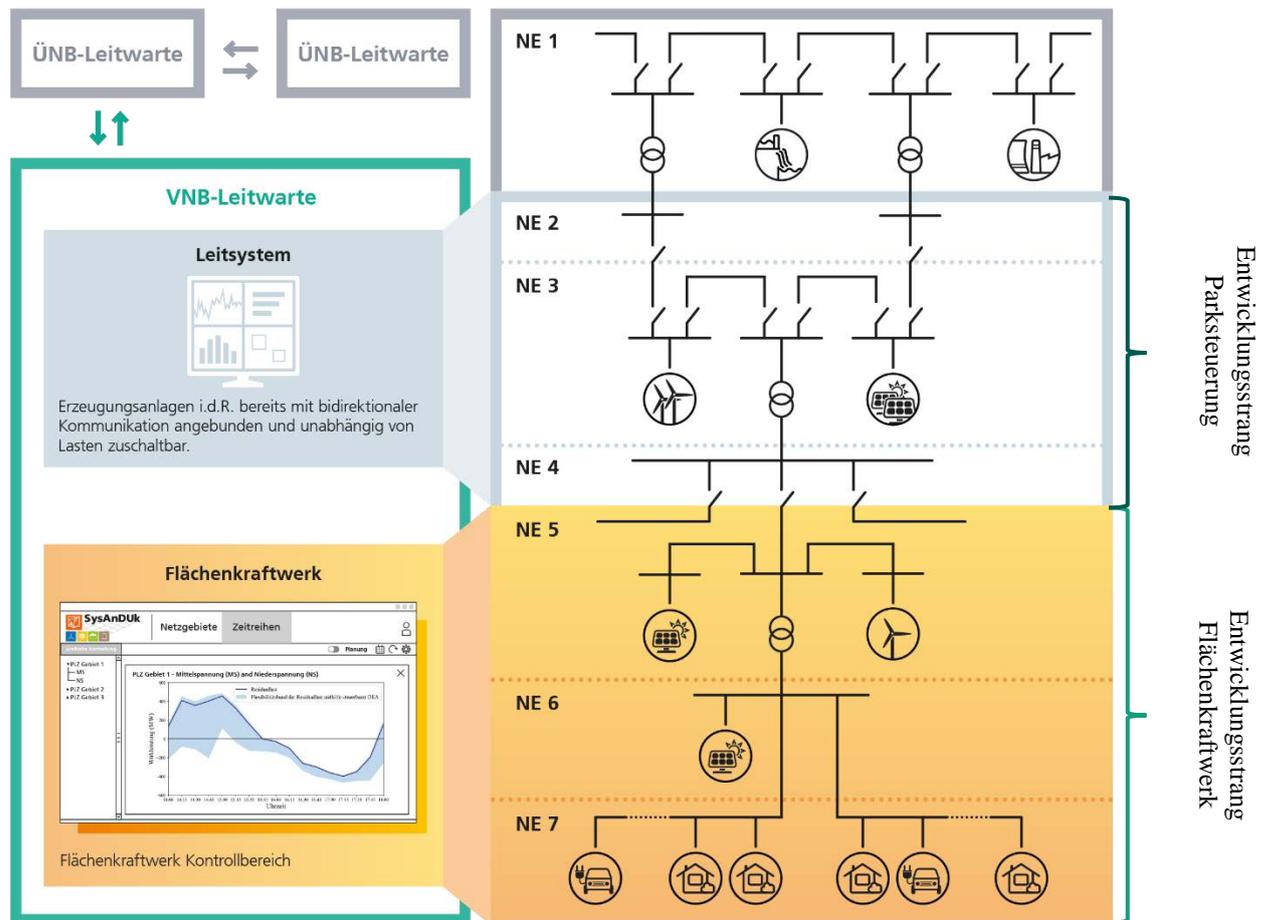


Abbildung 9: Gliederung der Projektaktivitäten (erweiterte Abbildung aus [7])

Der **Entwicklungsstrang Flächenkraftwerk** fasst Projektarbeiten in den NE 5 bis 7 (Mittel- und Niederspannungsnetze) zusammen. Diese Netze werden in der Regel vom UW

ausgehend radial betrieben (die einzelnen MS-Abgänge sind im Netz nicht miteinander verbunden). Im UW (HS/MS) ergibt sich an der Sammelschiene bzw. am Transformator die Residuallast aus der Summe von Erzeugung und Verbrauch der unterlagerten Netze. Aufgrund der Anlagenleistung und der Anlagenanzahl ist eine individuelle Betrachtung aus der NB-Leitstelle nicht möglich, weshalb mit dem Flächenkraftwerk ein Aggregations- und Disaggregationssystem entwickelt wurde. Im Gegensatz zu EE-Parks ist bei PV-Kleinanlagen eine individuelle Prognose nicht zielführend, weshalb im Projekt für einzelne PLZ-Gebiete Flächenprognosen entwickelt wurden.

5.2 Methodisches Vorgehen

Die Projektarbeiten in den einzelnen Strängen erfolgte mehrstufig, beginnend bei theoretischen Vorbetrachtungen hin zu praktischen Nachweisen durch Feldtests. Abbildung 10 zeigt die wesentlichen Stufen, die sequenziell angeordnet sind und Rückkopplungen zulassen. Nach theoretischen Vorüberlegungen wurden in Fallstudien mittels dynamischer offline-Simulation relevante Effekte untersucht oder Verfahren miteinander verglichen. Die Ergebnisse wurden in Betriebsstudien und/oder Demonstrationsvorhaben am DUtrain Trainingssimulator für Netz- und Systemführung [22] auf Anwendbarkeit in der betrieblichen Praxis untersucht. Im Fokus der Betriebsstudien standen grundsätzliche Funktionalitäten oder einzelne Einheiten, wohingegen in Demonstrationsvorhaben die Anwendbarkeit im größeren Kontext betriebsrealistischer Netzwiederaufbausituationen getestet wurde. Im Anschluss erfolgte der praktische Nachweis im Labor und an realen Anlagen im Feld.

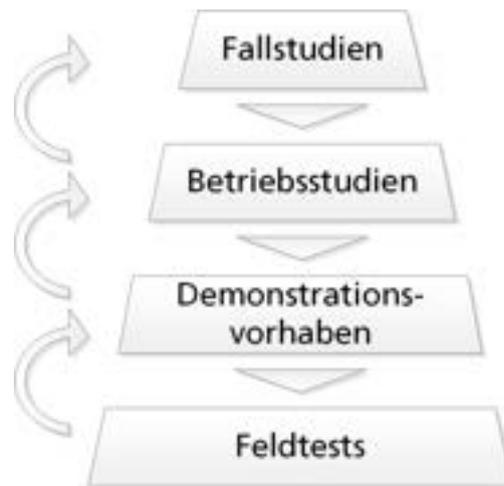


Abbildung 10: Stufen der Projektarbeit

Die einzelnen Arbeitsschritte in den beiden Entwicklungssträngen zeigt Tabelle 3. Im Strang Anlagensteuerung wurde nach den in Kapitel 3 beschriebenen theoretischen Vorüberlegungen das Anforderungsprofil für die Störfallregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen erstellt, welches einen gesonderten Modus für netzdienliches Anlagenverhalten beschreibt. In Fallstudien wurde das frequenzstützende Verhalten eines Windparks mittels Inertia-Emulation und mittels Vorhalten von Reserveleistung und primärer Regelung miteinander verglichen (Abschnitt 5.3). In einer Betriebsstudie am DUtrain-Simulator wurde das betriebliche Zusammenspiel zwischen Kraftwerk und Windpark mit Störfallregelung in einer Netzwiederaufbausituation untersucht. Die Untersuchung des betrieblichen Einsatzes mehrerer Windparks beim Netzwiederaufbau fand im Rahmen einer Betriebsstudie statt und ist in Abschnitt 8.3.1 vorgestellt. Der Nachweis der praktischen Arbeiten zur Übertragung der Prognosedaten bis in den Windpark und der Funktionsnachweis der Störfallregelung erfolgte im elektrotechnischen Labor unter Verwendung von Funktionsmustern und nachgebildeten Netzabschnitten. Die eigentlichen Entwicklungsarbeiten sind in Kapitel 6 vorgestellt.

Tabelle 3: Arbeitsschritte in den Entwicklungssträngen

	Entwicklungsstrang Anlagensteuerung	Entwicklungsstrang Flächenkraftwerk
Analyse / Bestandsaufnahme	<ul style="list-style-type: none"> Bericht: Anforderungen an die Regelung von dezentralen Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau 	<ul style="list-style-type: none"> Herstellerumfrage: Ansteuerungsmöglichkeiten von dezentralen Erzeugungsanlagen Anforderungsprofil Flächenkraftwerk
Fallstudien	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich: Windpark mit Inertia-Emulation im MPP-Betrieb und mit Leistungsregelung mit P/f-Kennlinie zur Frequenzhaltung beim Netzwiederaufbau Parameterstudie: Windpark mit schneller Frequenzregelung (unterschiedliche Dynamiken parametrisiert) als Beitrag zur Frequenzhaltung beim Netzwiederaufbau 	
Betriebsstudie	<ul style="list-style-type: none"> Windpark mit Störfallregelung im Netzbetrieb am DUtrain-Simulator 	
Labortest	<ul style="list-style-type: none"> Funktionstest der kompletten Infrastruktur für die Prognose: Übertragung und Berechnung der Prognose von Prognoseservern bis in den Windpark Windpark mit Störfallregelung im Netzbetrieb mit Sollwertänderungen 	<ul style="list-style-type: none"> Flächenkraftwerk Virtual Lab-Tests
Demonstration	<ul style="list-style-type: none"> Koordinierte Ansteuerung mehrerer Windparks am DUtrain-Simulator 	<ul style="list-style-type: none"> DUtrain Demo – Einsatz des Flächenkraftwerks beim NWA
Feldtest	<ul style="list-style-type: none"> Aktivierung der Störfallregelung im Feld mit Zielkonfiguration, dabei Durchführung eines Blackouts auf Parkebene Lieferung von Prognosedaten an Leitstelle der Westnetz 	<ul style="list-style-type: none"> Flächenkraftwerk Feldtests Validierung Flächenprognosen

Im Entwicklungsstrang Flächenkraftwerk lag neben den elektrotechnischen Entwicklungen eine Herausforderung in der Ansteuerung einer Vielzahl von Anlagen unterschiedlicher Hersteller. Hier wurde zunächst eine Herstellerumfrage bezüglich der Ansteuerungsmöglichkeiten und der möglichen Funktionalitäten von Erzeugungseinheiten durchgeführt. Die Definition der Entwicklungsarbeiten erfolgte durch das Anforderungsprofil Flächenkraftwerk. Die Datenfernübertragung beeinflusst die zeitlichen Möglichkeiten, weshalb hier der Fokus für die Frequenzhaltung auf Beiträgen zur sekundären Regelung lag. Die Herausforderung lag in der technischen Umsetzung, weshalb hier keine dezidierten Fallstudien

durchgeführt wurden. Der Nachweis des Aggregationssystems zur Ansteuerung einer Vielzahl von Anlagen erfolgte mit Hilfe von PV-Emulation im Virtual Lab (Abschnitt 8.2.1). Die durchgängigen Wirkungskette vom Bildschirmarbeitsplatz zu einzelnen PV-Anlagen konnte im Rahmen der in Abschnitt 8.2.2 beschriebenen Feldtests nachgewiesen werden. Die Validierung der für das FLKW erstellen Flächenprognosen werden in Abschnitt 8.2.3 dargestellt. Die Einsatzmöglichkeit des Flächenkraftwerks in einer realistischen NWA-Situation wurde im Rahmen des in Abschnitt 8.3.2 beschriebenen Demonstrationsvorhabens gezeigt. Die eigentlichen Entwicklungsarbeiten zeigt Kapitel 7.

5.3 Fallstudien zur Frequenzhaltung

Hier werden zwei Konzepte für Beiträge zur Frequenzhaltung durch einen Windpark im Kontext des NWA untersucht und miteinander verglichen: die **Inertia Emulation (IE)** und die **Leistungsregelung mittels P/f-Kennlinie**. Das in Abbildung 11 dargestellte Inselnetz wird durch ein Gasturbinenkraftwerk mit 200 MW Bemessungsleistung und einen Windpark mit 50 MW Bemessungsleistung gespeist. Der im Vergleich zum Verbundnetz hohe Anteil an Windleistung führt zu einer hohen Sensitivität der Einspeiseleistung des Windparks auf die Frequenz und macht daher die relevanten Zusammenhänge sichtbar.

Mittels dynamischer Simulation in PowerFactory werden die relevanten Größen bei einer Lastaufnahme berechnet. Das dynamische Modell des GT-Kraftwerks umfasst den Synchrongenerator, den auf die Turbine und die Regelung konzentrierten Primärprozess sowie als Betriebsart der Leistungs-Frequenzregelung mit Sollwertvorgabe und einer Frequenzstatik von 5% [23]. Die Modelle der Windenergieanlagen und das Modell der FCU E2 wurden von ENERCON bereitgestellt.

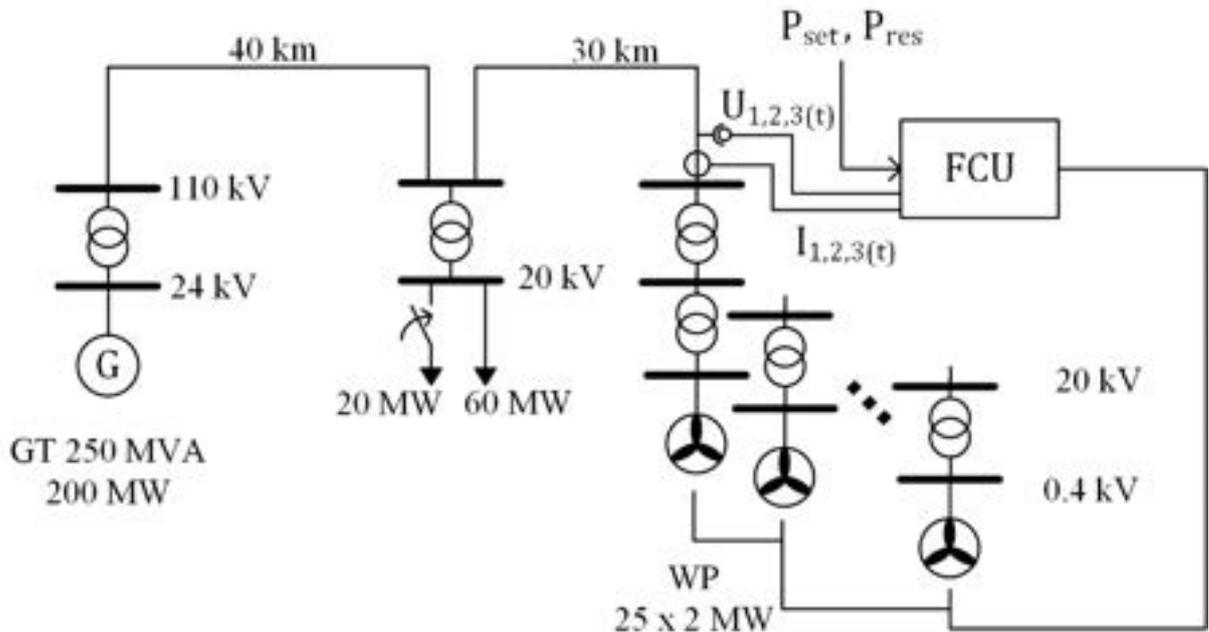


Abbildung 11: Testnetz für Fallstudien zur Frequenzhaltung

5.3.1 Inertia Emulation

Windenergieanlagen von ENERCON mit der Funktion Inertia Emulation erhöhen bei Frequenzeinbrüchen die Einspeiseleistung und tragen so zur Frequenzstützung bei [24], [25]. Dabei werden die WEA leistungsoptimiert betrieben und können durch aktive Verzögerung der Rotordrehzahl mechanische Energie in elektrische Energie umwandeln. Durch die Drehzahländerung wird der Rotor aus dem optimalen aerodynamischen Arbeitspunkt bewegt, weshalb nach einigen Sekunden eine mit einer kurzzeitigen Reduktion der Einspeiseleistung einhergehende Beschleunigung erfolgen muss. Durch die zusätzliche Einspeiseleistung kann der auf eine Lastzuschaltung folgende Frequenzeinbruch in seiner Tiefe abgemildert werden. Da diese Funktionalität in der Anlagensteuerung umgesetzt ist und durch die gewählte Betriebsweise kein Sollwert für die Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber vorgegeben wird, wird die in Abbildung 11 dargestellte FCU E2 nicht für die Leistungsregelung verwendet. Abbildung 12 zeigt die Simulationsergebnisse für unterschiedliche Parametrierungen.

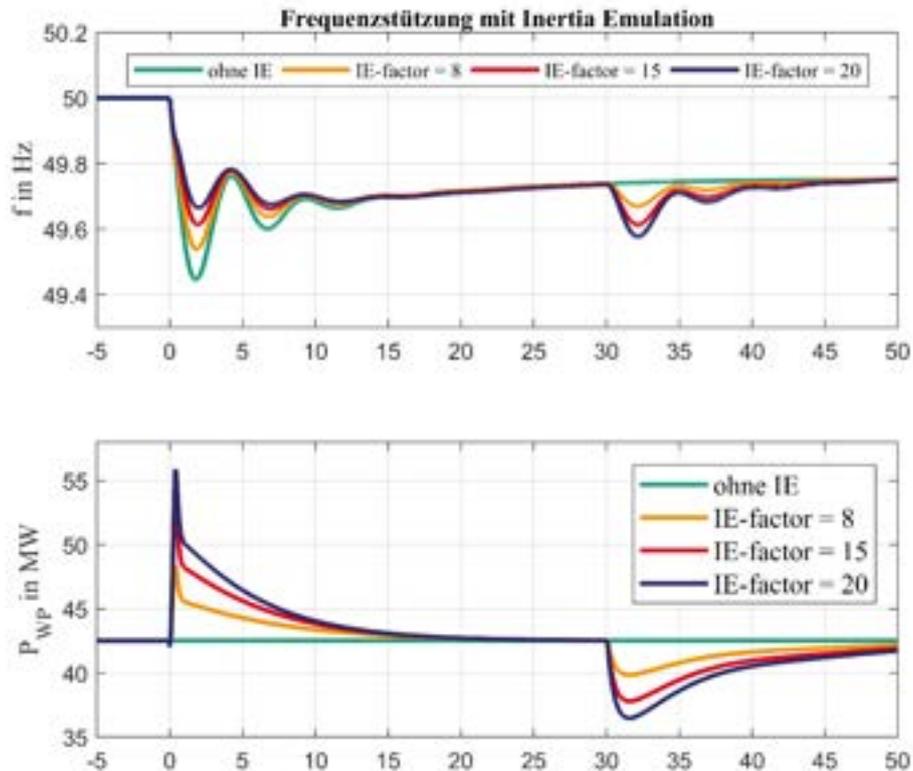


Abbildung 12: Simulationsergebnisse Frequenzhaltung durch Windpark mit Inertia Emulation

Über den Parameter IE-factor lässt sich die Höhe der Zusatzleistung einstellen. Bei deaktivierter IE bleibt die Einspeiseleistung bei Lastaufnahme konstant und die zusätzliche Leistung wird vollständig durch die Gasturbine übernommen. Je größer der IE-factor gewählt wird, desto größer ist auch die durch den Windpark bereitgestellte zusätzliche Leistung, und desto stärker wird das Frequenzminimum abgeschwächt. Jedoch findet bei größerer Frequenzstützung auch eine stärkere Reduktion der Einspeiseleistung zur Beschleunigung des Rotors bei $t = 30$ s statt, die zu einem erneuten Frequenzeinbruch führt. Je stärker die Frequenzstützung ist, desto stärker fällt auch der Frequenzeinbruch durch die Recovery-phase aus. In diesem Beispiel fällt bei einem IE-factor von 15 über die Simulationszeit der geringste Frequenzeinbruch statt. Durch den optimalen Leistungsbetrieb speisen die Anlagen die maximal mögliche Leistung ein, halten dadurch aber keine Leistungsreserven vor, und können somit bei einer Lastaufnahme nicht dauerhaft zusätzliche Leistung bereitstellen.

5.3.2 Leistungsregelung mittels P/f-Kennlinie

In dieser Betriebsart gibt der NB über die Netzbetreiberschnittstelle einen Wirkleistungssollwert P_{set} vor. In der FCU E2 ist analog zur Primären Leistungsregelung

konventioneller Kraftwerke eine Kennlinie hinterlegt, die bei Unterfrequenz die Zielleistung gegenüber dem Sollwert anhebt und bei Überfrequenz absenkt. Diese Zielleistung wird über einen geschlossenen Regelkreis mittels Leistungsvorgabe an die einzelnen WEA am Netzanschlusspunkt eingeregelt. Der Regler ist als PI-Regler ausgeführt, so dass sich bei Richtfrequenz (i.d.R. 50,00 Hz) am NAP genau die vom Netzbetreiber vorgegebene Sollleistung einstellt. Über die Parameter des Reglers lässt sich die Dynamik der Einspeiseleistung einstellen, so dass mit einer größeren Reglerverstärkung bei einer Frequenzänderung die Einspeiseleistung entsprechend schneller anpasst wird.

Durch Vorgabe einer Sollleistung unterhalb der verfügbaren Leistung des Windparks lassen sich entsprechende Leistungsreserven vorhalten. Um diese berücksichtigen und in naher Zukunft planen zu können, sind Informationen über die verfügbare Leistung und deren prognostizierter Verlauf notwendig.

Wie im vorigen Abschnitt wird hier wieder eine Lastaufnahme von 20 MW simuliert. Variiert werden hierbei die Parameter für die Reglerverstärkung, so dass sich unterschiedliche Leistungsdynamiken ergeben. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 13.

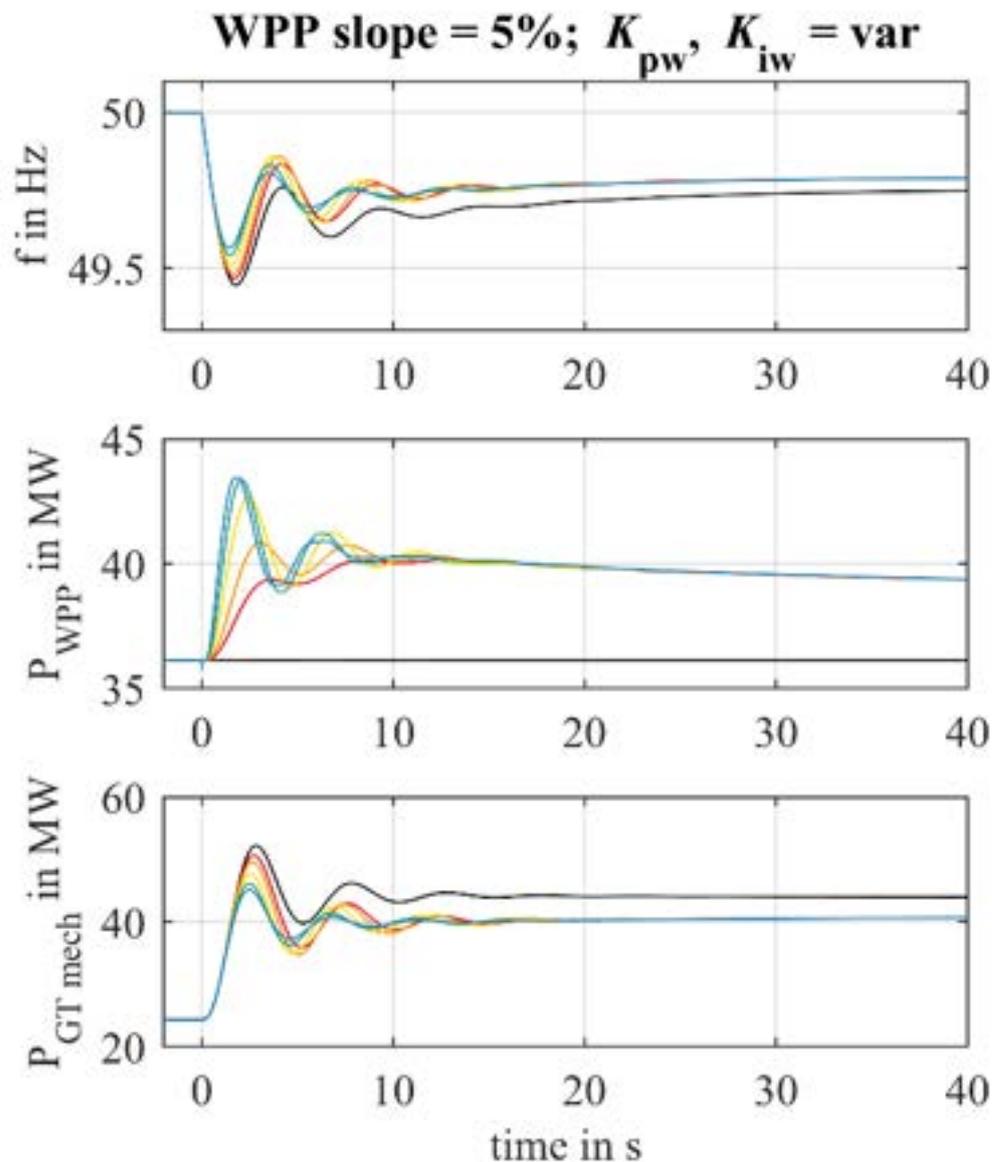


Abbildung 13: Simulationsergebnisse Frequenzhaltung durch Windpark mit schneller Frequenzregelung

Die schwarzen Kurven zeigen den Referenzverlauf ohne Windparkbeteiligung. Mit Lastaufnahme bleibt die Einspeiseleistung des Windparks konstant, weshalb das Kraftwerk sowohl statisch als auch dynamisch die vollständige Last übernehmen muss, und sich das Frequenzminimum hier am stärksten ausprägt. Mit steigenden Reglerverstärkungen K_{iw} , K_{iw} (rot-> orange -> gelb -> grün -> blau) wird mit Frequenzeinbruch die Leistung sowohl schneller als auch dynamisch mit einem größeren Wert aktiviert. Als Folge wird das Gasturbinenkraftwerk dynamisch entlastet und so das Frequenzminimum abgeschwächt. Durch die Berücksichtigung von Leistungsreserven ist der Windpark nun in der Lage, nach Lastaufnahme auch dauerhaft zusätzliche Leistung bereitzustellen.

5.3.3 Ergebnis

Windenergieanlagen mit IE und Windparks mit Leistungsregelung mittels P/f-Kennlinie können sich an der Frequenzhaltung beteiligen und den auf eine Lastaufnahme folgenden Frequenzeinbruch abmildern. Da in diesem Fall Windenergieanlagen mit stromgeregelten Vollumrichtern verwendet werden, erfolgt die Leistungsbereitstellung nicht unmittelbar auf die Belastungsänderung, sondern wird bei gemessener Frequenzänderung nach einigen 10 bis wenigen 100 ms durch die Anlagenbetriebsführung bzw. die Parkregelung aktiviert. Deswegen bleibt der Frequenzgradient unmittelbar nach Lastaufnahme über alle Parametervariationen identisch, jedoch wird durch die schnelle Bereitstellung von zusätzlicher Wirkleistung das Frequenzminimum spürbar abgeschwächt. Durch die Umsetzung der IE in der Anlagensteuerung kann die zusätzliche Leistung schneller bereitgestellt werden, wodurch das Frequenzminimum stärker als mit der P/f-Leistungsregelung abgeschwächt wird. Dynamisch findet durch die IE eine stärkere Frequenzstützung statt. Durch den leistungsoptimierten Betrieb ist jedoch die Beteiligung an einer dauerhaften Versorgung zusätzlicher Lasten nicht möglich.

Es zeigt sich, dass bei größeren Reglerparametern das System schwingfähiger wird. Für den Einsatz beim NWA ist daher eine Stabilitätsbetrachtung unter Berücksichtigung der dynamischen Eigenschaften der beteiligten Kraftwerke und Erzeugungsanlagen durchzuführen. Weitere Informationen dazu finden sich auch in den folgenden, im Rahmen des Projektes entstandenen, Veröffentlichungen [26], [27].

6 Entwicklungsstrang Parksteuerung

6.1 Technische Potentiale

Das netzseitige Verhalten eines Windparks wird im Wesentlichen durch umgesetzte Regler Struktur sowie -Parameter der WEA- und Park-Regler bestimmt. Durch die Freiheitsräume der Gestaltung des Regler Systems und der Regler Parameter können mit Windparks bei bestimmten Szenarien sogar Vorteile gegenüber klassischen Kraftwerken erzielt werden. Das gilt insbesondere für WEA mit einem Vollumrichter Konzept.

Die dezentralere Verteilung von auf EE basierten Erzeugungsanlagen stellen einige Herausforderungen zum netzdienlichen Einsatz dieser Anlagen dar: Zum einen die Erreichbarkeit und zum anderen die Gewährleistung der Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber. Das Erstere betrifft vor allem die PV-Anlagen geringer Leistungsklasse in der Niederspannungsebene, da diese heutzutage in der Regel nicht über Kommunikation mit der Netzbetreiberleitstelle verbunden sind. Das Letztere (Gewährleistung der Handlungsfähigkeit) hingegen betrifft alle auf EE basierten Erzeugungsanlagen. Zu diesem Sachverhalt wurde im Rahmen dieses Projekts eine technische Lösung (Störfallregelung) sowohl im Labor aber auch im Feld erfolgreich erprobt. Durch diese Lösung besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit, das Netzverhalten von Windparks bei verschiedenen Netzszenarien wie NWA effektiver zu steuern. Das durch die Netzbetreiber gesteuerte Netzverhalten einschließlich der Steueroptionen der Erzeugungsanlagen, deren Verhalten sich deutlich vom normalen Netzparallelbetrieb unterscheidet, ermöglicht nun den gezielten Einsatz der Erzeugungsleistung und kann für das Netzscenario optimiert werden. Hiermit wird es möglich, die Windparks in die frühe Phase des Netzwiederaufbaus einzubinden.

Im Weiteren werden zunächst bestehende Regler Strukturen auf der Park- und WEA-Ebene kurz vorgestellt. Im Anschluss wird das Potential der Störfallregelung für das netzdienliche Verhalten insbesondere beim Netzwiederaufbau erörtert.

6.1.1 Bestehende Regler Strukturen auf der Park- und WEA-Ebene

Parkregler-Ebene

Bestehende Regler für die Wirkleistung lassen sich auf der Parkregler-Ebene in die folgenden fünf Kategorien aufteilen:

- Sollwertübergabe an WEA (ohne Regler)
- Close-Loop-P-Regler
- Open-Loop-P-Regler
- Close-Loop-P(f)-Regler
- Open-Loop-P(f)-Regler

Zu den jeweiligen Kategorien können mehrere Regler-Typen gehören, die sich beispielsweise bei Begrenzung der Wirkleistungsgradienten (dP/dt), der P(f)-Charakteristik oder den Eingangssollgrößen (P_{soll} oder P_{reserved}) unterscheiden.

Bestehende Regler für die Blindleistung gliedern sich folgendermaßen:

- Close-Loop-Q-Regler
- Close-Loop-Phi-Regler
- Close-Loop-V-Regler
- Close-Loop-Q(U)-Regler (inklusive Voltage-Droop-Regler)
- Close-Loop-Q(P)-Regler
- Close-Loop-cos-phi(U)-Regler
- Close-Loop-cos-phi(P)-Regler
- Open-Loop-phi-Regler
- Open-Loop-Q-Regler
- Sonstige

Zu den jeweiligen Kategorien können mehrere Regler-Typen gehören, die sich beispielsweise bei der Begrenzung der Blindleistungsgradienten (dQ/dt) oder der Regler-Charakteristik unterscheiden.

WEA-Ebene

Die WEA inkl. ihrer Regler sollen als unterlagerter Aktor des Parkreglers eine schnellere Dynamik im Vergleich zu den Parkreglern aufweisen. Das ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass die Regler auf der Parkebene ihre angestrebten Ziele erreichen können. Darüber hinaus können bestimmte Netzanforderungen durch Funktionalitäten auf der WEA-Ebene erfüllt werden, ohne dass eine übergeordnete Regelung auf der Park-Ebene existiert. Das ist häufiger bei den Netzanschlussregeln der Fall, bei denen eine sehr schnelle Reaktion der Erzeugungsanlage erforderlich ist. Als Beispiel sei hier auf die FRT-Strategien hingewiesen. Die Nachweisführung solcher netzdienlichen Funktionalitäten erfolgt dann entsprechend auf der WEA-Ebene. Bzgl. des FRT-Verhalten von WEA existieren diverse Funktionalitäten aufgrund der Vielfalt der Netzanforderungen im internationalen Markt. Die FRT-Funktionalitäten lassen sich in drei Kategorien aufgeteilt:

- Unterbrechung der Wirk- und Blindstromeinspeisung während des Fehlers (Zero-Power-Mode): Bei dieser Strategie werden die Wirk- und Blindstromeinspeisung bei Unterschreitung eines vordefinierten Spannungseinbruchs unterbrochen.
- Einspeisung eines gewissen Blindstroms in Abhängigkeit vom Spannungseinbruch und Vorfehlerblindstrom: Bei dieser Strategie findet eine zusätzliche Blindstromeinspeisung bei Unterschreitung eines vordefinierten Spannungseinbruchs zur Spannungsstützung statt. Der zusätzliche Blindstrom addiert sich zu dem Vorfehlerblindstrom.
- Einspeisung eines gewissen Blindstroms in Abhängigkeit vom Spannungseinbruch (unabhängig vom Vorfehlerblindstrom): Bei dieser Strategie findet eine absolute Blindstromeinspeisung bei Unterschreitung eines vordefinierten Spannungseinbruchs zur Spannungsstützung statt. Der eingestellte Blindstrom ermittelt sich hier proportional zum Spannungseinbruch und unabhängig vom Vorfehlerblindstrom.

Die oben genannten Kategorien stellen lediglich die groben Unterschiede dar. Die FRT-Funktionalitäten unterscheiden sich in weiteren Details, z.B. ob die Spannungsstützung durch Blindstrom nur im Mitsystem erfolgen soll oder im Falle asymmetrischer Fehler eine Einspeisung des Blindstroms im Gegensystem notwendig ist. Darüber hinaus unterliegt der Spannungseinbruch in verschiedenen NAR verschiedenen Definitionen, z.B. ob als Referenzwert zur Ermittlung des Spannungseinbruchs die Vorfehlerspannung, die

Nennspannung oder der Grenzwert für den Eintritt der FRT zugrunde gelegt wird. Die Priorisierung des Wirkstroms gegenüber dem Blindstrom (bei Erreichung der Stromgrenze während des Fehlers) stellt ein weiteres Unterscheidungsmerkmal für die FRT-Strategien dar.

Bestimmte Netzanforderungen auf der EZA-Ebene können entweder durch die entsprechende Regelung auf der Parkregler-Ebene oder durch Regler auf der WEA-Ebene erfüllt werden. Die Variante der WEA-Ebene zeichnet sich durch schnellere Reaktionszeiten aus. Hierbei sei auf die P(f)-Regelung auf der WEA-Ebene hingewiesen.

Eine weitere Funktionalität auf der WEA-Ebene zur Frequenzhaltung ist die so genannte „Inertia-Emulation“. Diese kann einen Beitrag zur Frequenzhaltung durch Ausnutzung der kinetischen Energie aus dem Rotor leisten. Ein großer Vorteil dieser Funktionalität ist, dass vorübergehend (über einige Sekunden) eine Wirkleistungserhöhung bei einer Unterfrequenz ohne Vorhalteleistung möglich ist. Die kinetische Energie kann hierzu zeitlich nur begrenzt verwendet werden und muss in der Wiederkehrphase (Recovery-phase) in den Rotor zurückgespeist werden, um wieder die auf den Normalbetrieb abgestimmte Drehzahl zu erreichen. Das bedeutet, dass die WEA in der Wiederkehrphase einen negativen Leistungsbeitrag verursacht, welcher durch langsamere Aktoren im Netz, die sich bis zur Wiederkehrphase der Inertia-Emulation aktiviert haben, zu kompensieren ist. Diese Funktionalität der WEA wird seit Jahren in einigen Ländern wie Kanada (Hydro Québec) und Brasilien im Frequenzkonzept mitberücksichtigt und verwendet.

6.1.2 Störfallregelung für das netzdienliche Verhalten beim Netzwiederaufbau

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Funktionalitäten werden in der Regel bei der Inbetriebnahme einmalig eingestellt, sodass entsprechende Netzanschlussanforderungen eingehalten werden. Typischerweise bleiben diese Einstellungen während regulärer Bedingungen am NAP unverändert. Bei etwas selteneren bzw. außergewöhnlichen oder sogar kritischen Netzszenarien wie Netzwiederaufbau sind sie jedoch möglicherweise nicht optimal. Als Kompromiss werden die Netzanforderungen in Gremien so bestimmt, dass die Anlagen in den meisten Netzszenarien, aber auch nicht in allen, positiv zur Netzstabilität beitragen.

Im derzeitigen Stand der Technik besteht für Netzbetreiber keine Möglichkeit, die Anforderungen bzw. Einstellungen der Regelung, je nach Netzsituation während des Betriebs

zu ändern. Diese Lücke wurde im Rahmen von SysAnDUk angegangen. Durch die Störfallregelung wird es für den Netzbetreiber möglich, je nach Netzsituation während des Betriebs unterschiedliche vordefinierte Sätze von Regler- und Parametereinstellungen von Erzeugungsanlagen zu verlangen. Diese unterschiedlichen vordefinierten Regler- und Parametereinstellungen können dann entweder:

- durch Signal des Netzbetreibers oder
- beim Vorherrschen von bestimmten vordefinierten Bedingungen am NAP der Erzeugungsanlage automatisch

aktiviert werden. Die Definition der Einstellungen und Parametersätze erfolgt in Abstimmung mit dem NB, so dass für ihn ein bekanntes Anlagenverhalten vorliegt. Somit wird die Handlungsfähigkeit von NB zur Beherrschung von kritischen Netzsituationen wesentlich verbessert. Infolge der Aktivierung der Störfallregelung können automatisch die auf den Störfall abgestimmten Änderungen in den folgenden Bereichen vorgenommen werden:

- Windparkregler
- WEA
- Windparknetz (z.B. Schutzeinstellungen und Schalterzustände)

Die oben genannten Änderungen im Störfall können folgendermaßen aufgeteilt werden:

- Reglertyp und -einstellungen
- Schutzeinstellungen
- Schalterzustände
- Vorhalteleistung
- Bereitstellung zusätzlicher Datensätze an Netzbetreiber (z.B. Leistungsprognose)

In diesem Abschnitt ist die Idee der Störfallregelung generell erläutert. Wie diese Funktionalität speziell im Projekt SysAnDUk realisiert wurde, wird im Abschnitt 6.4 beschrieben. Durch die Erprobung und die Demonstration der beschriebenen Störfallregelung trägt das Projekt SysAnDUK wesentlich zur Integration von Windparks in die frühere Phase des Netzwiederaufbaus (als Partnerkraftwerk) durch die Bereitstellung von Erzeugungsleistung und Systemdienstleistungen bei.

6.2 Parkscharfe Windleistungsprognose

Um im Rahmen kritischer Netzsituationen eine Prognose auf Betriebsebene zu erstellen, stehen wir vor dem Problem, mit einer gestörten Kommunikation umzugehen. Eine Leistungsprognose für den relevanten Zeithorizont von bis zu 24 Stunden setzt voraus, dass mindestens zwei Informationen zur Verfügung stehen, die regelmäßig aktualisiert werden müssen:

- Eine Leistungsprognose auf der Grundlage von numerischen Wetterprognosemodellen (NWP Modelle) ist erforderlich, um die Wetterentwicklung für mehrere Stunden zu berücksichtigen. Die NWP-Modelle werden von nationalen Wetterdiensten (z.B. beim Deutschen Wetterdienst) betrieben und deren Daten dann auf einem zentralen ENERCON-Server zu einer Leistungsprognose weiterverarbeitet. Im Rahmen der Entwicklung dieses Projektes werden diese Daten an den Windpark weitergeleitet, wo sie zur Veredelung mit Beobachtungsdaten hinterlegt werden.
- Um für kurze Vorhersagehorizonte (wenige Stunden) eine qualitativ hochwertige Prognose erstellen zu können, ist zudem der Zugriff auf möglichst aktuelle Beobachtungen nötig. Dies geschieht durch Nutzung von Beobachtungsdaten in Echtzeit zu Wind, Temperatur und Leistung aus dem Windpark.

Um die Verfügbarkeit dieser Informationen auch im Falle eines großflächigen Kommunikationsausfalls zu gewährleisten, wurde der in Abbildung 14 gezeigte Aufbau eines Parkprognosedienstes entworfen: Im Windpark wird eine rein beobachtungsbasierte Vorhersage durch Nutzung von Anlagendaten generiert, wobei verschiedene Methoden des maschinellen Lernens aus den neuesten Beobachtungen ein zukünftiges Leistungssignal extrapolieren. Diese Prognose wird mit der letzten NWP-basierten Prognose, die im Windpark gespeichert wird, zu einer finalen Prognose kombiniert und über das Fernwirksystem an die Leitstelle des Netzbetreibers übermittelt. Die Vorteile eines solchen Ansatzes sind:

1. Eine rein beobachtungsbasierte Vorhersage zeigt in den ersten 1-2 Stunden noch eine gute Qualität und wird aufgrund ihrer lokalen Verarbeitung im Windpark auch bei Kommunikationsausfällen zum zentralen Prognosedienst ausgeführt.

2. Die Erzeugung der Vorhersage im Windpark ermöglicht die Nutzung aller Arten von verfügbaren Beobachtungen sowie die Berücksichtigung turbinenspezifischer Regelungsstrategien.
3. Die zentral erstellte Prognose auf Basis von NWP-Daten kann intensiv trainiert und manuell überwacht werden, um insbesondere für einen Horizont von wenigen Stunden bis Tagen die bestmögliche Prognose zu gewährleisten.
4. Die Übertragung dieser NWP-basierten Prognose an den Windpark garantiert deren Verfügbarkeit auch bei Kommunikationsausfällen. Selbst mehrere Stunden fehlender neuer Daten verschlechtern die Prognosequalität nicht wesentlich (siehe Abbildung 17).

Die Übertragung der Daten aus dem Windpark an die NB-Leitstelle über die Fernwirktechnik funktioniert auch, wenn andere Kommunikationskanäle gestört sind.

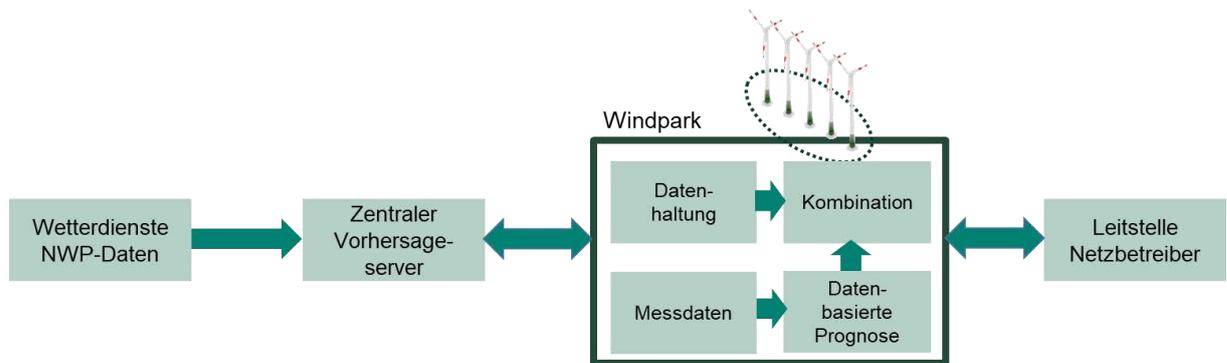


Abbildung 14: Allgemeines Konzept des Datenflusses, das im Rahmen des SysAnDUK-Projekts implementiert wurde.

Im Folgenden beschreiben wir beide Vorhersagesysteme (das NWP-basierte und das beobachtungs-basierte) sowie deren Kombination zu einer probabilistischen Leistungsprognose.

6.2.1 NWP-basierte Prognose (zentral erstellt)

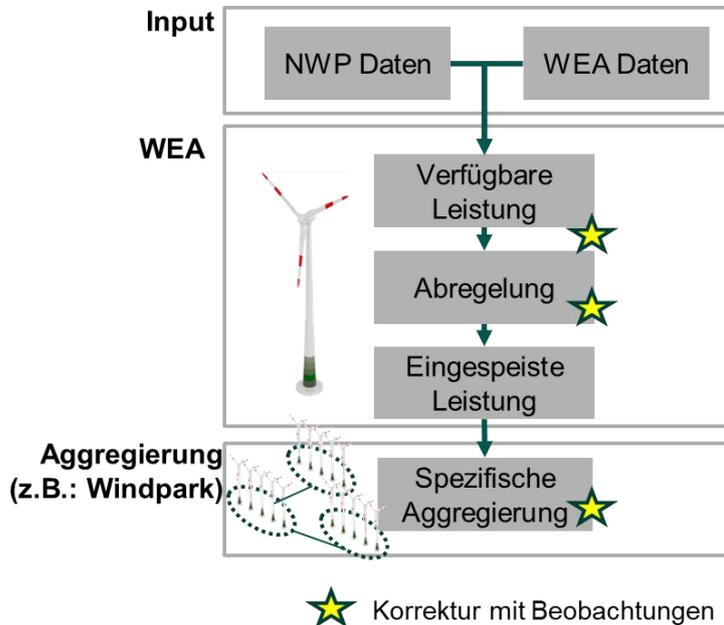


Abbildung 15: Flussdiagramm der ENERCON Standard-Prognose (NWP-basiert). Ein gelber Stern kennzeichnet Prozessschritte, bei denen eine Beobachtungskorrektur (mit historischen oder Live-Daten) stattfinden kann, aber nicht zwingend erforderlich ist

Diese ENERCON Standard-Leistungsprognose basiert auf NWP-Daten und wird in den Windpark übertragen, wo sie mit der beobachtungsbasierten, dezentralen Vorhersage kombiniert wird. Die Prognose wird für einzelne Turbinenstandorte berechnet. Für diese Standorte und die jeweils relevanten Höhen über Grund wird eine Vorhersage der Windgeschwindigkeit und anderer meteorologischer Variablen¹² aus den NWP-Modellvorhersagen¹³ entnommen (siehe Abbildung 15). Diese meteorologischen Variablen werden zusammen mit Informationen zu den einzelnen Anlagen verwendet, um eine Vorhersage der verfügbaren Leistung mit einer turbinenspezifischen Leistungskurve für jedes der NWP-Modelle zu erstellen.

¹² Wir verwenden unter anderem Wind, Temperatur, Druck, spezifische oder relative Luftfeuchtigkeit.

¹³ Derzeit werden 7 globale oder regionale numerische Wettervorhersagen Modelle verwendet, dies könnte aber um jedes beliebige Prognosemodell erweitert werden.

Basierend auf der Prognose der verfügbaren Leistung und der Vorhersage der meteorologischen Variablen erstellen wir eine Prognose für die verschiedenen Abregelungen, indem wir spezifische Informationen zur Anlagensteuerung verwenden. Wir berücksichtigen externe Faktoren (Sturm- und Vereisungsabschaltung), behördliche Einschränkungen (Fledermaus- und Vogelschutz, Schatten- und Nachtabschaltung) und andere Verluste (Wartungsabschaltung, Kabelverluste des Windparknetzes und andere). Die Berücksichtigung der unterschiedlichen Abregelungen ergibt eine Prognose der tatsächlich verfügbaren Einspeiseleistung.

Mit dieser turbinenspezifischen Prognose kann jede gewünschte Aggregation vorgenommen werden. In SysAnDUK ist die relevante Aggregationsebene der Windpark. Abschließend werden die verschiedenen NWP-basierten Datenströme zu einer Meta-Prognose zusammengefasst. In der Regel handelt es sich dabei um eine gewichtete Kombination der verschiedenen NWP-Modelle basierenden Leistungsprognosen, die mit vergangenen Produktionsdaten des gewünschten Aggregats (z.B. vergangene Einspeiseleistung des Windparks) trainiert wird. In SysAnDUK bilden die verschiedenen NWP-Modellvorhersagen sowie die Meta-Prognose ein Ensemble von Prognosen, womit die Unsicherheit der Vorhersage abgeschätzt werden kann. Dieses Ensemble wird zur weiteren Verwendung an den Windpark geliefert.

Zusätzlich zu dieser letzten Korrektur kann eine Reihe weiterer Korrekturen mit Beobachtungsdaten aktiviert werden. Diese Korrekturen können entweder auf historischen Daten basieren oder als Live-Korrekturen während des Prognoseprozesses ausgerollt werden. Insbesondere verwenden wir SCADA-Beobachtungen bei der Erstellung der Prognose der verfügbaren Leistung, entweder mit historischen oder Live-Daten, und wir verwenden Beobachtungen, um die Verlustvorhersagen zu erstellen und zu testen, und können Live-Anlagendaten verwenden, um die Prognose der Abregelung zu verbessern.

6.2.2 Beobachtungsbasierte, dezentral erstellte Vorhersage (On-Site Modul)

In diesem Kapitel wird die Methode der rein datenbasierten Prognose beschrieben, die für die Erzeugung der Vorhersage im Windpark ausgelegt ist. Des Weiteren wird auch das Kommunikationskonzept für dieses On-Site Modul erläutert, das als Prototyp implementiert und getestet wurde.

On-Site Modul

Die Vorhersage der Windleistungserzeugung, die ausschließlich auf Beobachtungen aus der Vergangenheit basiert, erfordert adaptive Modelle, die kontinuierlich verbessert werden, wenn nacheinander neue Daten eintreffen. Das On-Site Modell trainiert¹⁴ auf einem zeitlich gleitenden Fenster mit lokalen Sensordaten¹⁵. Da Wind als lokal stochastischer Prozess betrachtet werden kann, generieren wir datenbasierte Prognoseensemble, indem wir die Eingangsvariablen für die Prognosemodelle als stochastische Variablen behandeln, die über 15-Minuten-Bins (Zeitfenster über 15-min) aggregiert werden. Die Szenarien der Eingabedaten (Beobachtungsszenarien) werden anhand der Varianz und des Mittelwerts der Zeitreihen in jedem Bin randomisiert. Die Ensemble-Streuung stellt somit die Fluktuation der Daten in Bezug auf die zeitliche Auflösung dar. Abbildung 16 zeigt eine Skizze dieses Prozesses.

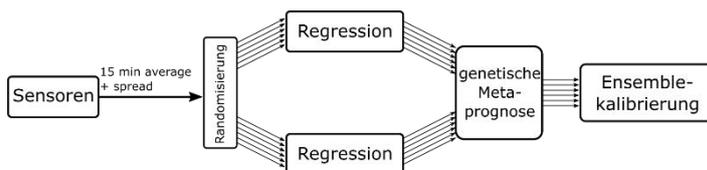


Abbildung 16: Die Prozesskette des On-Site Prognosemodells. Gruppen von Pfeilen stellen Ensembles von Szenarien dar.

Die On-Site-Komponente der Prognose ist so konzipiert, dass sie auf der im Windpark verfügbaren Hardware generiert werden kann. Es ist daher notwendig, nur geringe Rechenressourcen zu verwenden. Für die kurzfristige Vorhersage verwenden wir zwei sehr einfache Regressionsmethoden: Das *Ensemble-Persistenzmodell* setzt die Verteilung der letzten Beobachtungen fort, modifiziert mit einem Gewichtungsfaktor, der abhängig vom Zeitversatz ist. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der vorhergesagten Variablen y ist wie folgt aufgebaut:

$$p(t + dt, y) \propto \int_{-\infty}^t ds p(s, y) e^{-|t-s|/\xi}, \quad (1)$$

¹⁴ Windgeschwindigkeits-Zeitreihen weisen bereits auf kurzen Zeitskalen nicht-Stationaritäten auf.

¹⁵ Windgeschwindigkeit vom Gondelanemometer, Temperatur auf Nabenhöhe und die technisch verfügbare Wirkleistung ($P_{\text{available}}$). Die Windrichtung wird aus dem Winkelwinkel der Gondel geschätzt, der korrigiert wird, um Fehlrichtungen zwischen den Anlagen zu berücksichtigen.

Wobei ξ die zeitliche Korrelationslänge der Zeitreihe ist, die sich aus einer Anpassung an vergangene Beobachtungen ergibt. Darüber hinaus verwenden wir eine *gradient boosted tree Regression* mit einem Intervallansatz, wie er in [28] und [29] beschrieben ist.

Die Regressor-Ergebnisse werden dann mittels genetischer Optimierung mit den Ergebnissen früherer Prognosezyklen kombiniert ("genetische Metaprognose"). Zu diesem Zweck wird ein Archiv mit 24 Stunden vergangener Vorhersagen und entsprechenden Beobachtungsdaten kontinuierlich aktualisiert. Die Kombinationsgewichte sind abhängig vom Vorhersagehorizont, sodass der kombinierte Prädiktor wie folgt aufgebaut ist:

$$y_{meta}(t) = \sum_{m \in \{\text{regressors}\}} w_m(t - t_0) y_m(t), \quad (2)$$

wobei t_0 der erste Zeitstempel in der Vorhersage ist. Bei den Gewichtsfunktionen $w_m(t - t_0)$ handelt es sich um normierte Polynome, deren Parameter mit dem genetischen Optimierungsverfahren (in Bezug auf den mittleren quadratischen Fehler RMSE) bestimmt werden. Diese Evolution ist eine Markovkette, die so abgestimmt ist, dass sie nicht in jeder Iteration die optimale Lösung ergibt. Die Lösungskandidaten folgen träge den lokalen Minima der Kostenfunktion, und das Abbruchkriterium hängt von der lokalen Dichte der Agenten im Lösungsraum ab. Auf diese Weise ist der Markovprozess robust gegenüber Schwankungen und Ausreißern in den Daten.

Das vor Ort („on-site“) generierte Prognoseensemble $p_{on}(t, y)$ wird dann mit der externen, NWP-basierten Komponente $p_{off}(t, y)$ kombiniert (siehe Kapitel 6.2.1):

$$p(t, y) = (f(t) p_{on}(t, y)) * ((1 - f(t)) p_{off}(t, y)), \quad (3)$$

wobei $f(t) \propto e^{-t/\gamma}$ eine Relaxationsfunktion (abhängig vom Vorhersagehorizont) ist, die die beiden Komponenten glatt verbindet. Das kombinierte Ensemble wird dann mit Hilfe der Ensemble-Copula-Kopplung wie in [29] kalibriert.

Kommunikationskonzept

Das On-Site Prognosemodul kombiniert verschiedene Datenströme zu einer einzigen Prognose. Die Übertragung der Daten erfolgt über das MQTT-Protokoll [31]. Der notwendige MQTT – Broker läuft im Windpark selbst. Seine Aufgabe ist es, die verschiedenen Daten (Beobachtungen von Wind und Leistung, MWP-basierte Vorhersagen und endgültige prognostizierte Leistungsdaten) den Subsystemen zur Verfügung zu stellen.

Das Onsite-Modul wurde als Docker-Container implementiert. Innerhalb dieses Containers werden die NWP-basierte Leistungsprognose sowie die beobachtenden SCADA-Daten vom Broker empfangen und in einer Datenbank zwischengespeichert. Das Onsite-Modul bezieht seine Eingangsdaten aus dieser Datenbank. Die finale Leistungsprognose, die aus dem Onsite-Modul als Kombination zwischen der NWP-basierten Prognose und der rein datenbasierten Onsite Prognose erstellt wird, wird dann an den MQTT-Broker übertragen. Schließlich abonniert die FCU E2 (Anlagenregelung mit Störfallmodus) den Broker und erhält aktualisierte Prognosen, die an die Fernwirktechnik weitergereicht werden.

6.2.3 Qualitätsprüfung - Langzeittest

Die qualitative Prüfung des oben beschriebenen Prognosesystems wurde für fünf benachbarte Windparks (mit total 65 Anlagen) mit einer installierten Leistung von insgesamt 150,35 MW durchgeführt und umfasst den Zeitraum von Juni bis Dezember 2022. Die geografischen Ausdehnungen der betrachteten Windparks überschneiden sich, so dass sie der gleichen Geländekomplexität unterliegen. Sie variieren in Größe und Verteilung und reichen von einem kleinen Bauernhof mit 5 Turbinen bis zum größten Park mit 23 Turbinen. Das Windpark-Layout kann einen erheblichen Einfluss auf die Prognosequalität haben, da sich lokale Prognosefehler je nach geografischer Verteilung der Anlagen verstärken oder gegenseitig aufheben können.

Neben der Beantwortung der Frage, wie stark die Integration von Messdaten die Prognosequalität verbessert, bestand das Hauptziel des Tests darin, die Zuverlässigkeit der Vorhersagen insbesondere der unteren Quantile der probabilistischen Vorhersage, d.h. der minimalen verfügbaren Leistung, zu bewerten.

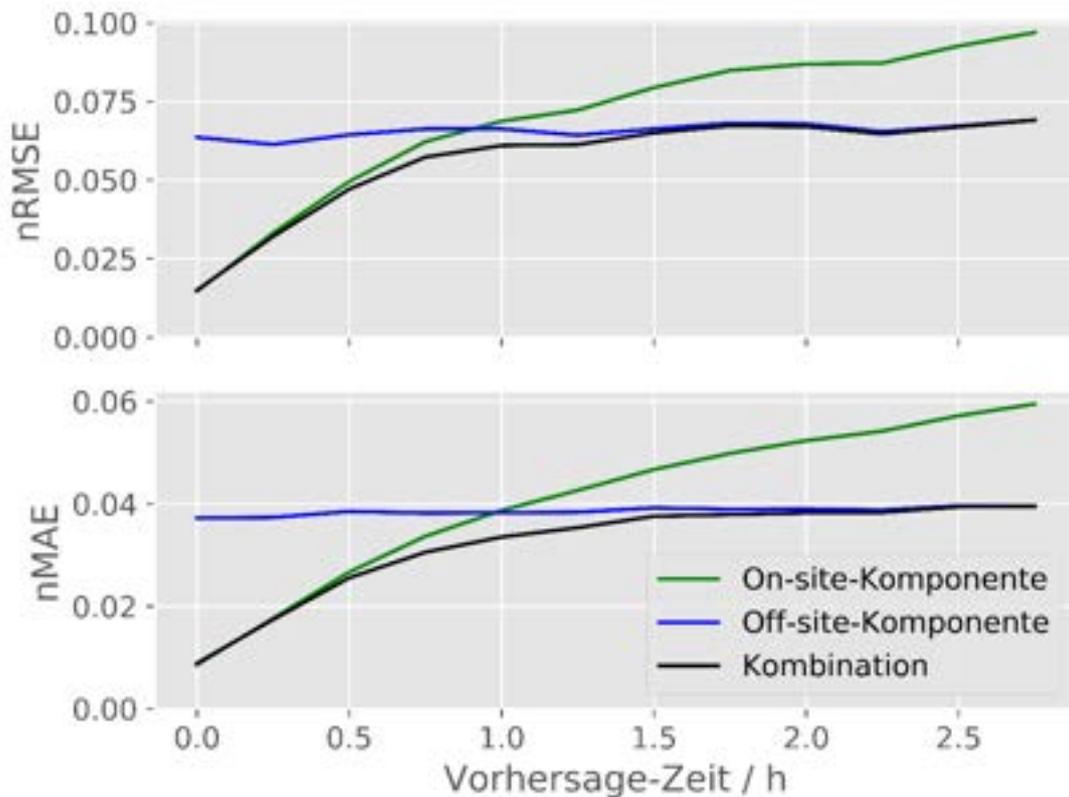


Abbildung 17: Mittlerer quadratischer Fehler (nRMSE; oben) und mittlerer absoluter Fehler (nMAE, unten) gegenüber des Vorhersagehorizonts in Stunden, beide normiert auf die installierte Leistung. Dargestellt sind das rein datenbasiert On-Site Modul und die NWP-basiert Prognose (Off-site Komponente) sowie die finale Kombination beider Komponenten.

Wir stellen fest, dass je nach Prognosehorizont die Verfügbarkeit aktueller Messdaten einen großen Einfluss auf die Prognosequalität hat. Im Vergleich zur NWP basierten Prognose führen diese Daten zu einer deutlichen Verbesserung in einem Zeithorizont von bis zu 2 Stunden (siehe Abbildung 17). Dieser Effekt ist auch in Abbildung 18 deutlich zu erkennen, wo der RMSE und der MAE gemittelt über die erste prognostizierte Stunde dargestellt sind. In dieser Abbildung werden die einzelnen On-site Regressoren, deren Meta-Prognose mit der NWP-basierten Prognose und mit der kombinierten, finalen Prognose verglichen. Für diesen Zeithorizont schneidet die NWP-basierte Prognose deutlich schlechter ab als die messgetriebene On-Site-Komponente, während eine Kombination aus On-Site- und NWP-basierter Prognose das beste Ergebnis liefert.

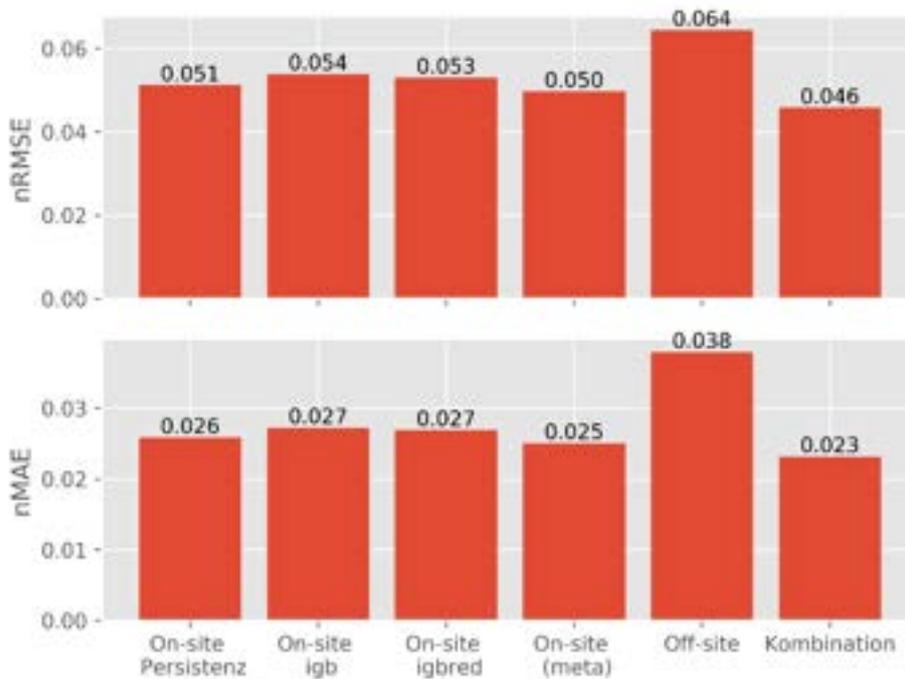


Abbildung 18: Durchschnittlicher quadratischer Fehler (nRMSE, oben) und mittlerer absoluter Fehler (nMAE, unten) gemittelt über die erste Stunde der Vorhersagehorizonte. Dargestellt sind die drei On-Site-Regressoren (Persistenz, igb, igbred – eine Variante der igb-Prognose mit reduziertem Featureset), aus der sich die On-Site-(meta)-Prognose ergibt. Diese On-Site-(Meta-)Prognose kombiniert sich mit der NWP-basierten Prognose (Off-site) zu der finalen Prognose (“Kombination”).

Interessant ist auch die Bewertung der Prognosen mit Hinblick auf die Größe der Windparks, sowohl in Bezug auf deren installierte Leistung als auch auf deren räumliche Ausdehnung. Bei einem kleineren Windpark ist die Zuverlässigkeit der vorhergesagten, minimal verfügbaren Leistung reduziert. Diese liegt bei etwa 30 % bis 40 % der Fälle (je nach Prognosehorizont) unter dem Prognosequantil von 0,2 (Abbildung 19 oben). Bei einer optimalen Prognose müsste dies in 20 % der Fälle zutreffen. Bei dem größeren Windpark (Abbildung 19 unten) ist die Prognosequalität deutlich verbessert und folgt bei kurzen Vorhersagehorizonten beinahe perfekt der optimalen Lösung. Je größer das räumliche Aggregationsgebiet ist, desto kleiner werden die Unsicherheiten, da sich Vorhersagefehler gegenseitig kompensieren. Dieser Zusammenhang ermöglicht es, die Prognoseunsicherheit erheblich zu reduzieren, wenn über größere Gebiete aggregiert wird. In letzter Konsequenz bedeutet dies, dass bei größeren Aggregaten, weniger Sicherheitsreserven bei der Prognose einer minimal verfügbaren Leistung berücksichtigt werden muss.

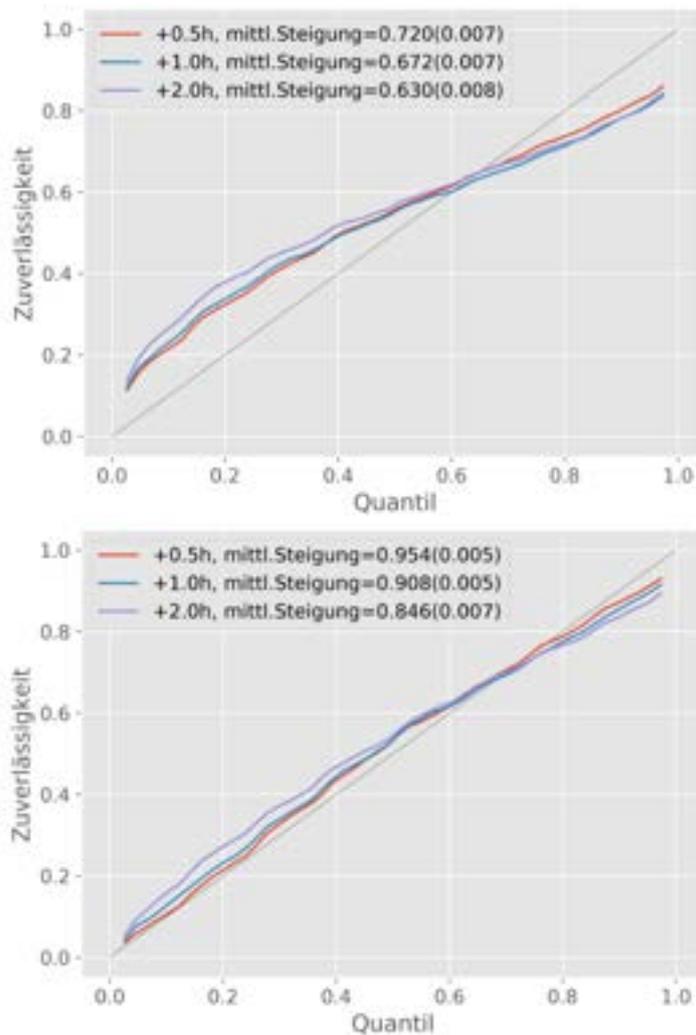


Abbildung 19: Zuverlässigkeit für verschiedene Prognosehorizonte (1/2 h, 1 h, 2 h) aus dem Leistungsbenchmark über einen 6-monatigen Testzeitraum, im **oberen Diagramm** für einen kleinen Windpark mit einer räumlichen Ausdehnung von $\sim 1 \text{ km} \times 1 \text{ km}$ und 10 MW installierter Leistung und im **unteren Diagramm** für einen Park mit einer Ausdehnung von $\sim 10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$ und 51,9 MW installierter Leistung. Die x-Achse der Diagramme zeigt das Vorhersagequantil und die y-Achse die relative Häufigkeit, mit der die tatsächliche verfügbare Leistung unter oder gleich dem jeweiligen Vorhersagequantil liegt. Die Diagonale steht für die ideale Zuverlässigkeit. Je kleiner der Abstand der Prognosezuverlässigkeit zur Diagonale ist, desto besser ist die Prognosequalität. Erwartungsgemäß zeigen kurze Prognosehorizonte und eine höhere räumliche Ausdehnung oder ein größerer Windpark eine bessere Zuverlässigkeit.

6.3 Technische Aggregation von Windenergieanlagen

Hier wird ein Bottom-Up Ansatz verfolgt. Für eine optimale Netzbetriebsführung notwendige Informationen (vor allem in netzkritischen Situationen) werden vom Level einzelner Windenergieanlagen zu großen Aggregaten kondensiert. Auf diese Weise werden großen Zahlen jeweils kleiner Erzeugungseinheiten für die Netzbetriebsführung nutzbar,

können Systemdienstleistungen bereitstellen und unterstützen in netzkritischen oder zumindest ungewöhnlichen Netzsituationen. Wir adressieren drei Aspekte der Betriebsführung verteilter Erzeugungseinheiten: die Vorhersage der verfügbaren Wirkleistung, den zusammengefassten Blindleistungsstellbereich mehrerer Windenergieanlagen und die Regelzeiten der Leistungs-Frequenz-Regelung von Aggregaten aus Windenergieanlagen oder –Parks. Die entwickelten Methoden wurden in einer Gruppe benachbarter Windparks (siehe Tabelle 4) getestet, die sich geographisch überlappen.

Tabelle 4: Die Windparks, die zum Testen der Methodiken genutzt wurden.

Bezeichnung	Anzahl WEA	installierte Leistung / MW
A	8	22,40
B	5	10,30
C	23	52,90
D	9	21,45
E	6	13,80
F	22	51,90
Gesamt	73	172,75

6.3.1 Aggregation von Wirkleistungsprognosen

Windparks stellen eine Schätzung der aktuell verfügbaren Wirkleistung ($P_{\text{available}}$) zur Verfügung (Nowcast). Um die Vorhersagen vieler dezentraler Erzeugungsanlagen effektiv nutzen zu können, müssen diese aggregiert werden, unter Berücksichtigung der Kreuzkorrelationen der individuellen Beiträge zum Aggregat. Für jeden Windpark wird mit der dezentralen Prognosemethodik ein Vorhersage-Ensemble $p_j(y)$ erzeugt (vgl. 3.4), das den Kurzfrist-Zeithorizont überstreicht (6 Stunden). Die vorhergesagte Variable y ist die verfügbare Wirkleistung $P_{\text{available}}$ des entsprechenden Windparks j . Die kombinierte Vorhersagespur wird mittels Ensemble Copula Coupling erzeugt, sodass

$$p_{ECC}(y) = C(p_0, p_1, \dots, p_N)(y), \quad (4)$$

wobei $C(p_0, p_1, \dots, p_N)$ die empirisch modellierte Copula der einzelnen Wahrscheinlichkeitsdichten $p_j(y)$ ist.

Es wurden stündliche Vorhersagen der nächsten 6 Stunden in einem Zeitraum zwischen März und Oktober 2020 erzeugt. Hier wird untersucht werden, wie sich die Vorhersagezuverlässigkeit mit dem Aggregationsniveau ändert. Die empirische Zuverlässigkeit (Reliability) ist ein Maß, um die Nutzbarkeit von Vorhersagen in Entscheidungsfindungen zu bewerten. Sie ist definiert als die Wahrscheinlichkeit eines vorhergesagten Perzentils P_q größer als der Anteil q der tatsächlich beobachteten Datenpunkte. Eine maximale Zuverlässigkeit ist erreicht, wenn diese Steigung 1 ist. Je größer das Aggregierungsniveau, desto größer die Zuverlässigkeit der Prognose, weil sich lokale Prognoseabweichungen wegheben. Um diesen Zusammenhang näher zu beleuchten, definieren wir als Maß für die Ausdehnung eines Parks oder eines Aggregats aus WEA die mittlere maximale Distanz zwischen zwei WEA

$$d = \langle \max_j |r_i - r_j| \rangle_i \quad (5)$$

wobei i, j die Turbinen und r_i, r_j die entsprechenden Ortsvektoren beschreibt.

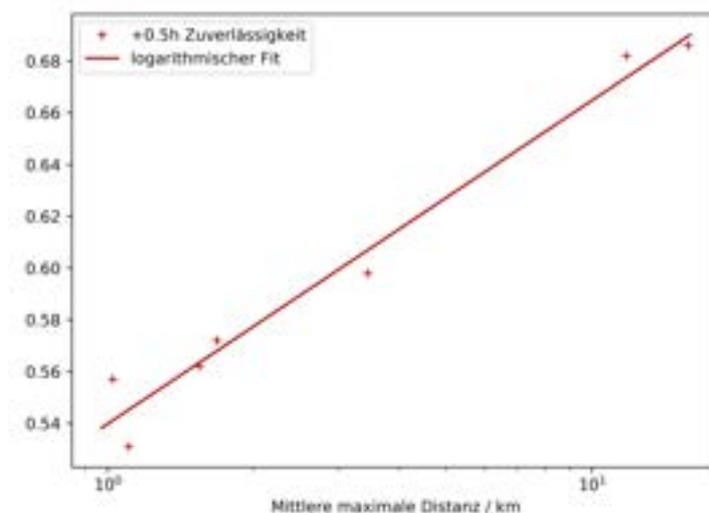


Abbildung 20: Die Zuverlässigkeit der +0.5h Vorhersagespur über die mittlere maximale Distanz.

In Abbildung 20 wird die Zuverlässigkeit der +0.5h Prognose über die mittlere maximale Distanz gezeigt. Die empirisch bestimmten Zuverlässigkeiten sind in guter Übereinstimmung mit einer logarithmischen Funktion der Form

$$r(d) = a + b \log(d). \quad (6)$$

6.3.2 Aggregation von Blindleistungsstellbereichen

Auf Turbinenebene wird die verfügbare Blindleistung üblicherweise in Abhängigkeit der verfügbaren Wirkleistung und der Spannung dargestellt (PQ-Diagramm). Bislang sammelt die FCU die verfügbare Blindleistung der einzelnen Turbinen, sowie eine Messung der tatsächlichen Blindleistung am NVP. Basierend darauf wird eine Abschätzung des verfügbaren Blindleistungsstellbereiches getroffen und an den Netzbetreiber übermittelt. Eine akkurate Abschätzung des Blindleistungsstellbereichs von Aggregaten einzelner Erzeugungseinheiten stellt eine Herausforderung dar, da das Q-Signal stark vom umgebenden Netz und den Kabeleigenschaften zwischen den Erzeugungseinheiten abhängt. Eine vereinfachte Abschätzung der aggregierten Blindleistung kann wie folgt getroffen werden:

$$Q_{tot} = \sum_j Q_j + Q_{long} + Q_{trans}. \quad (7)$$

Q_{long} ist der Blindleistungsbedarf der von der longitudinalen Induktivität (Längselement) und Q_{trans} ist der Blindleistungsbedarf der von der transversalen Kapazität (Querelement) verursacht wird. Der longitudinale Teil ist $Q_{long} = -3 (\chi_l + \chi_{trafo}) I^2$, mit der longitudinalen Reaktanz χ_l und der Transformator-Reaktanz χ_{trafo} . Der RMS Strom ist $I = \frac{\sum_j P_j + iQ_j}{\sqrt{3}U_{ll}}$, mit der RMS Leiter-Leiter Spannung U_{ll} . Der longitudinale Teil hängt also von der erzeugten Wirkleistung ab. Der Blindleistungsbedarf der transversalen Komponente hängt von der Leiter-Leiter Spannung ab, sodass $Q_{trans} = (Y_c - Y_l)U_{ll}^2$, wobei Y_c die transversale Admittanz der Leitung ist, und Y_l die übrigen transversalen Komponenten beschreibt, wie beispielsweise die Kompensationsdrossel.

Für diese Beispielrechnung wird der Blindleistungsstellbereich eines Windparks mit 22 Turbinen (drei verschiedene Anlagentypen) und einer installierten Leistung von insgesamt 51,9 MW aggregiert (Park F aus Tabelle 4). Es wird $U_n = 33 \text{ kV}$ angenommen. Das aggregierte PQ-Diagramm des Parks wird in Abbildung 21 gezeigt. Wir beobachten, dass das aggregierte PQ-Diagramm eine Superposition der individuellen WEA-Typen ist, gewichtet mit der jeweiligen Nennleistung. Des Weiteren ist das aggregierte Diagramm in Richtung kapazitiver Blindleistung verschoben, was durch die transversale Komponente Q_{trans} verursacht wird. Die

leichte Krümmung der jeweiligen maximalen und minimalen Blindleistungsbereiche wird durch die longitudinale Komponente verursacht, die von der erzeugten Wirkleistung abhängt.

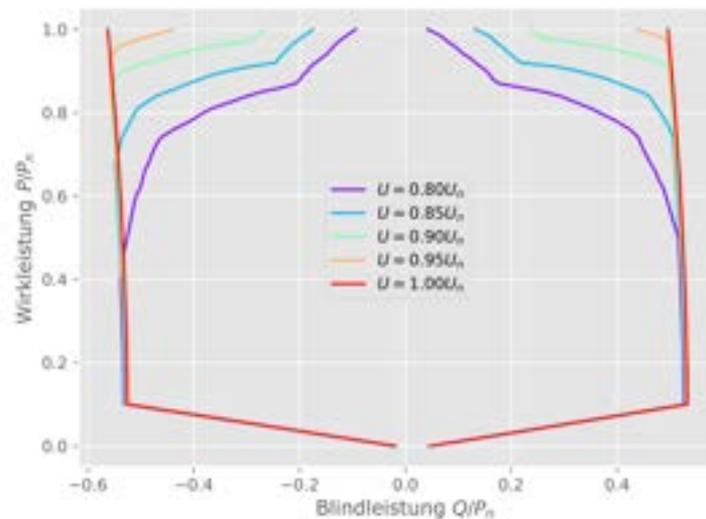


Abbildung 21: Das aggregierte PQ-Diagramm des Windparks.

Die notwendigen Parameter für eine solche Abschätzung liegen dem Netz- oder Parkbetreiber vor. Die Einfachheit dieser Abschätzung erlaubt ihren Einsatz in Low-Power-Computing Umgebungen und dezentralen Anwendungen, und könnte beispielsweise an dezentral verfügbare Prognosen gekoppelt sein.

6.4 Umsetzung im Windpark

In diesem Kapitel sind einleitend der Windpark, die Kommunikation und die Umrüstung beschrieben, die für die Durchführung des Labor- und Feldtests notwendig waren.

6.4.1 Windpark

Der Windpark, der für dieses Projekt genutzt wurde, befindet sich in Kümbdchen in Rheinland-Pfalz. Er besteht aus 22 Anlagen von ENERCON und ist auf einer Fläche von etwa 10 km x 10 km verteilt (vgl. Abbildung 22). Der Windpark wird ENERCON-seitig als Windpark Faas bezeichnet.



Abbildung 22: Geografische Ausdehnung des Windpark Faas (Grün: WEA, Rot: UW)

Das Windpark-interne Netz ist ein 33 kV Mittelspannungsnetz, welches am UW Kümldchen über einen 63 MVA Transformator mit dem 110 kV Netz der Westnetz verbunden ist. Die Messstelle der FCU E2 ist hochspannungsseitig zwischen Leistungsschalter und Transformator verbaut. Der Windpark beinhaltet folgende WEA: eine E-115, zwölf E-92 und neun E-82. Die installierte Leistung des Windparks beträgt 51,9 MW. Die Windenergieanlagen sind elektrisch in fünf Stränge aufgeteilt und jeweils direkt mit dem UW verbunden. Die 22 Anlagen sind zeitlich gesehen auch in Teilabschnitten nacheinander errichtet worden. Die Topologie des Windparks ist in Abbildung 23 dargestellt.

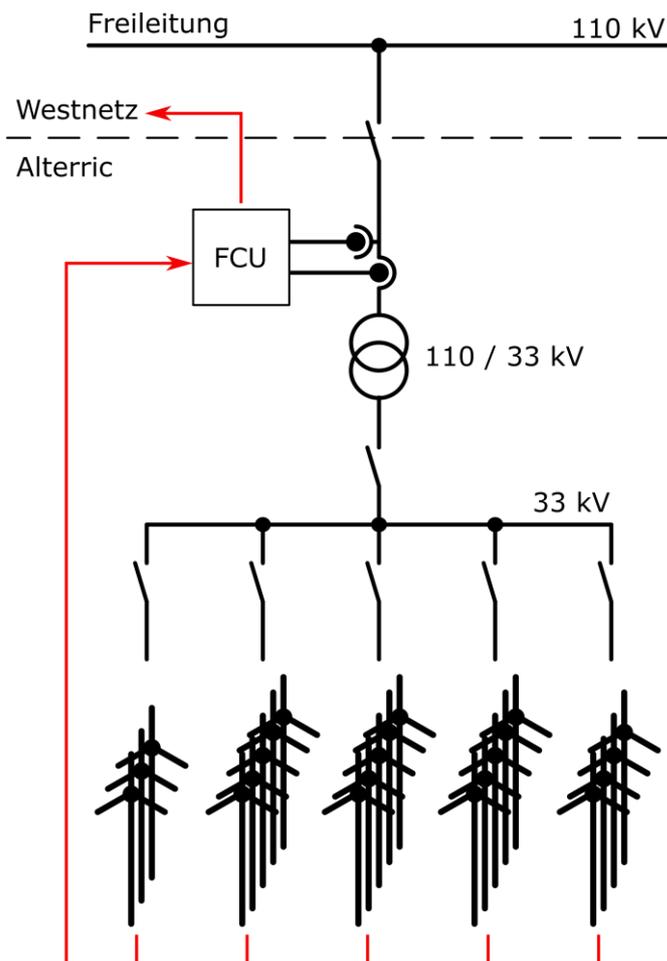


Abbildung 23: Vereinfachte Einpolige Darstellung des Windparknetzes mit Übergabepunkt. Die Kommunikationsinfrastruktur ist in Rot skizziert.

Umrüstung von RTU auf FCU E2

Als vorbereitende Maßnahme für die Durchführung eines Feldtests war eine Umrüstung des Windparkreglers notwendig. Für die neue Regelungsstrategie reichte die vorhandene RTU (Remote Terminal Unit) nicht mehr aus und es bedarf einer schnelleren Regelung. Hierzu wurde die Regelung auf die FCU E2 (Farm Control Unit Edition 2) umgestellt. Für den Normalbetrieb änderte sich die Regelung dadurch nicht, auch die Schnittstelle zum Netzbetreiber Westnetz wurde beibehalten. In der Abbildung 24 ist der SCADA Raum des UW Kümbdchen dargestellt mit der RTU und der neuen FCU E2.



Abbildung 24: SCADA Raum des UW Kumbdchen mit der FCUE2

6.4.2 Kommunikation

Die Kommunikation für den Windpark Faas ist in dem Zustand nach der Umrüstung in Abbildung 25 dargestellt. Im Zuge des Projektes ist das Kommunikationsschema durch das Onsite Prognose Modul ergänzt worden. Dieses Schema aus dem Freifeld ist so für das Labor übernommen worden, um die Kommunikationswege quasi gleich zu halten. Dadurch konnten die Kommunikationstests für den Bereich der Prognose vollständig im Labor durchgeführt werden.

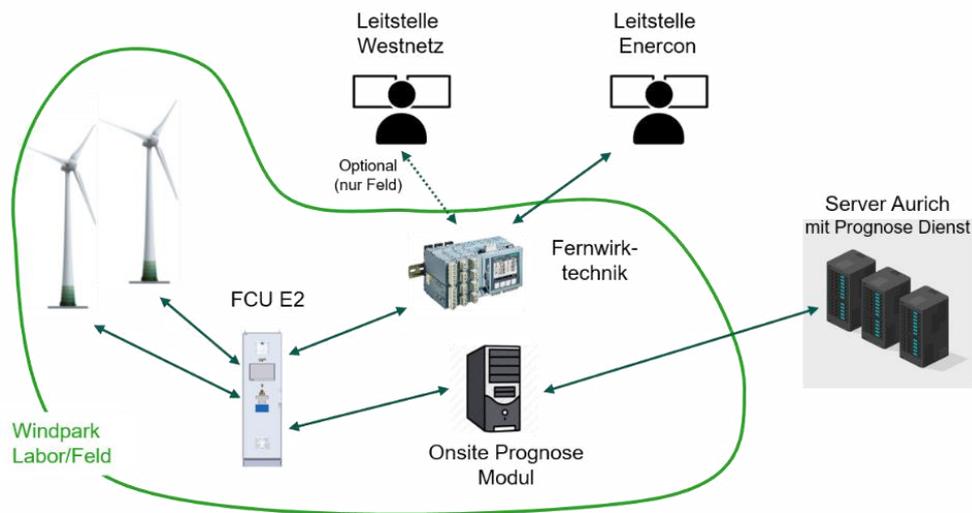


Abbildung 25: Schema der Kommunikation für Labor-/Feldtests

6.4.3 Störfallmodus im Projekt SysAnDUk

Der Störfallmodus ist eine Funktionalität, welche im Rahmen dieses Projektes entwickelt wurde. Sie beinhaltet zum einen die Störfallregelung, welche in der FCU E2 implementiert wurde, zum anderen eine vordefinierte Topologie des Parknetzes und des Umspannwerkes sowie Vorgaben für den Betriebszustand der Anlage.

Der Betriebszustand Störfallmodus beinhaltet den Zustand „Warten auf Netzwiederkehr.“ Um den Windpark nach Netzwiederkehr möglichst schnell in einem definierten Zustand verfügbar zu haben, wird die Störfallregelung aktiviert, der 110 kV Leistungsschalter eingeschaltet, die Mittelspannungs-Leistungsschalter eingeschaltet und ein Sollwert von $P_{Set} = 10\% P_{inst}$ an die Störfallregelung übergeben. Dieses Prozedere ist in Form einer Schrittkette vereinfacht in Abbildung 26 dargestellt.

Die Störfallregelung beinhaltet einen besonderen P(f)-Regler, der die Vorgabe einer Richtfrequenz ermöglicht. Mit dieser Richtfrequenz besteht die Möglichkeit beim Netzwiederaufbau das Netz mit einer abweichenden Frequenz von der Nennfrequenz 50,00 Hz zu betreiben. Diese Regelung wird über die Aktivierung des Störfallmodus aktiviert.

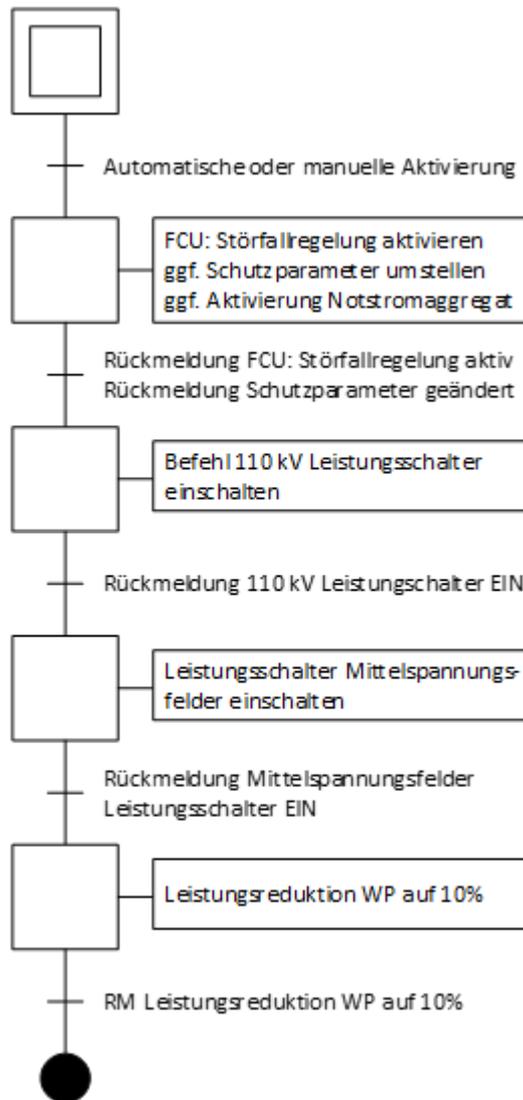


Abbildung 26: Schrittkette Aktivierung Störfallmodus

Für die automatische Aktivierung ist eine Logikfunktion (vgl. Abbildung 27) implementiert worden. Mit dieser Logik soll verhindert werden, dass sich der Windpark nicht in einem beliebigen Zustand befinden darf, bevor die automatische Aktivierung startet. Falls es einen Netzausfall gibt, die Kommunikation zum Netzbetreiber aber weiterhin besteht, darf die Aktivierung nicht automatisch erfolgen. Nur wenn die USV-Batterie unterhalb eines Schwellwertes entladen wird und somit die verfügbare Spannung unter einen Grenzwert sinkt, oder die Kommunikation zum Netzbetreiber nicht mehr besteht, wird die automatische Aktivierung überhaupt in Betracht gezogen.

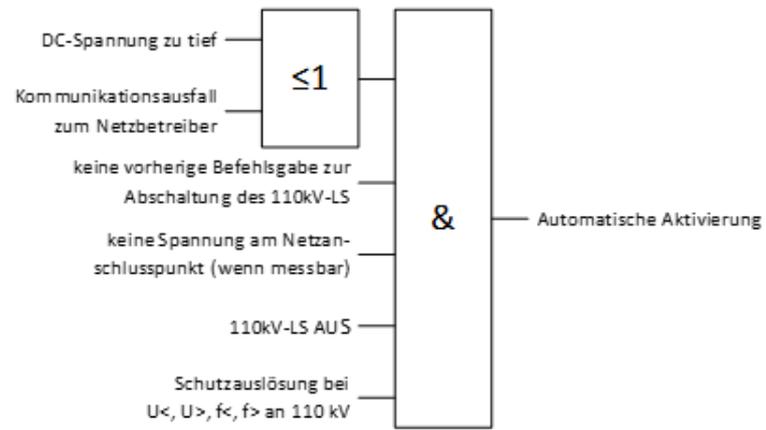


Abbildung 27: Logikfunktion zur automatischen Aktivierung des Störfallmodus

7 Entwicklungsstrang Flächenkraftwerk

Als zweiter Entwicklungsstrang im Projekt SysAnDUK erfolgte die prototypische Entwicklung eines Aggregationssystems für dezentrale Erzeugungsanlagen als Werkzeug für die Netzführung von Verteilnetzbetreibern in kritischen Netzsituationen sowie insbesondere beim Netzwiederaufbau. Anlagenseitig lag der Fokus auf der Photovoltaik als primäre Erzeugungstechnik der Netzebenen 5 - 7. Eine allgemeine Übersicht zum entwickelten Aggregationssystem, dem Flächenkraftwerk (FLKW), befindet sich in Abschnitt 7.1. Im Anschluss erfolgt eine tiefergehende Beschreibung der zwei Hauptentwicklungen im FLKW-Kontext: Einerseits zum FLKW als Plattformlösung in Abschnitt 7.2, sowie andererseits das direkt angebundene Prognosesystem zur Darbietung von Flächenprognosen in Abschnitt 7.3.

7.1 Einführung Flächenkraftwerk

7.1.1 Flächenkraftwerk Infrastruktur

Das Flächenkraftwerk besteht vereinfacht aus vier zentralen Komponenten (siehe Abbildung 28):

1. *Virtual laboratory* (Virtual Lab / VL): Zentrale Infrastruktur, insbesondere für den Testbetrieb des Flächenkraftwerks, ist ein *Kubernetes* Cluster [32]. Für das Virtual Lab wurden PV-Emulatoren entwickelt, vergleiche Abschnitt 7.2.4, die ein realitätsnahes Anlagenverhalten imitieren. Sie wurden ausschließlich bei den Virtual Lab Tests eingesetzt und nicht innerhalb der Feldtests.
2. *FLKW Backend*: In dem Virtual Lab läuft vor allem das Backendsystem vom FLKW, welches für die Informationsverarbeitung eingehender sowie ausgehender Datenflüsse verantwortlich ist. Hier findet u.a. die Verarbeitung von vorgegebenen Steuerbefehlen sowie die Disaggregation von Leistungswerten auf die steuerbaren PV-Anlagen in den ausgewählten Netzgebieten statt (Näheres s. Abschnitt 7.2.2). Als steuerbare Anlagen kamen einerseits PV-Anlagenemulatoren im Rahmen der Virtual Lab Tests zum Einsatz, sowie andererseits PV-Feldtestanlagen zur Absolvierung von Testfällen im Kontext des angesetzten Feldtests.
3. *FLKW Frontend*: Als Client-Anwendung ermöglicht die graphische Benutzeroberfläche / *graphical user interface* (GUI) dem Betriebsführungspersonal

eines VNB die Übersicht u.a. über die Anlagen in den eigenen Netzgebieten sowie die aktuelle Residuallast(schätzung). Darüber hinaus ermöglicht das GUI die Eingabe einer Residuallastvorgabe für spezifische Gebiete.

4. *Prognosesystem*: Mithilfe einer automatisierten *Representational State Transfer* (REST)-Schnittstelle ist es dem FLKW Backend möglich, die erstellten Flächenprognosen regelmäßig abzufragen. Fokus der Projektaktivitäten waren an diesem Punkt Postleitzahlen (PLZ)-scharfe Prognosen für die Last- und Erzeugungsseite (Wind und PV) im 15 Minuten Raster darzubieten. Jede viertel Stunde wurde eine neue probabilistische Prognose für die nächsten 8 Stunden geliefert. Darüber aufbauend ist es möglich, auf Basis einer Kombination dieser Informationen Prognosen für die Residuallast zu kalkulieren und anschließend dem FLKW zur Verfügung zu stellen.

Eine tiefgehende Erläuterung zum Flächenkraftwerk mit den einzelnen Bestandteilen ist im nächsten Abschnitt 7.2 zu finden. Daran anschließend erfolgen im Abschnitt 7.3 Details zu den entwickelten Flächenprognosen.

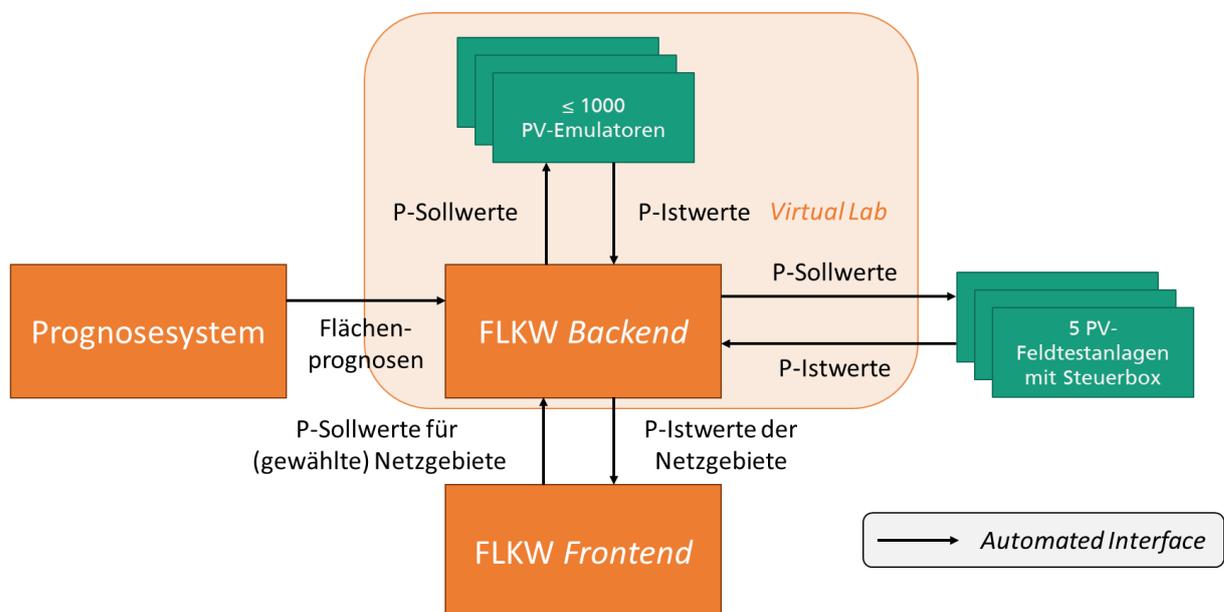


Abbildung 28: Einfache Übersicht über die zentralen Komponenten vom Flächenkraftwerk sowie bedeutsame Informationsflüsse eingesetzter Schnittstellen (P = Wirkleistung)

7.1.2 Prognosen: Flächenauswahl und Netzzuordnung

Als Flächen für das FLKW wurden Postleitzahlgebiete gewählt. Die Gründe hierfür sind zum einen die eindeutige Zuordnung der Anlagen zu Postleitzahlen und zum anderen, dass

Postleitzahlgebiete eine ähnliche Größe wie die MS-Netze aufweisen. Die Auswahl der exakten Postleitzahlen erfolgte anhand der Daten der Wind- und Solaranlagen sowie der Koordinaten der MS-Umspannanlagen (d.h. UA-4 der NE-4, siehe Abbildung 29) und deren Ortsnetzstationen (UA-6). Die Leistungsmessungen stammen von UA-4, jeweils für die gesamten Transformatoren sowie für die 5-10 Mittelspannungsabgänge zu den Ortsnetzstationen UA-6. Da die MS-Netze und die Postleitzahlgebiete nie genau übereinanderliegen, ist es nicht ganz einfach, die Messwerte für die Postleitzahlgebiete zu bestimmen. Dies ist in Abbildung 29 schematisch dargestellt. Die PLZ-Zielflächen wurden so gewählt, dass sie relativ gut aus einzelnen Strangmessungen abbildbar sind.

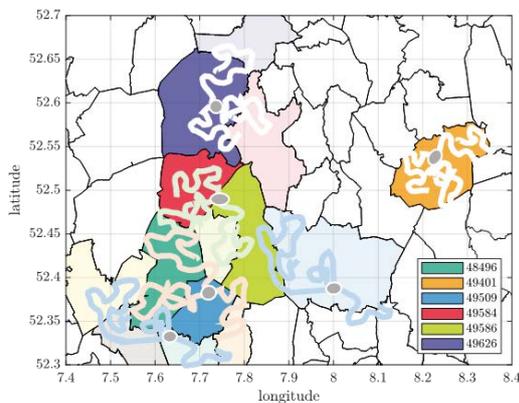


Abbildung 29: Darstellung der PLZ-Flächen sowie künstliche Darstellung von UA-4 (Punkte) und deren angeschlossenen UA-6 Strängen (‘Nudeln’).

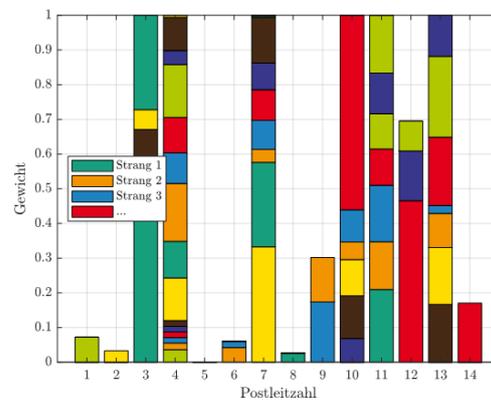


Abbildung 30: Gewichte einer kalibrierten Zuordnungsmatrix von allen PLZ-Solarprognosen auf die verschiedene Strangmessungen.

Für die Zuordnung der Netzmessungen zu den 6 im Projektfokus liegenden Postleitzahlen im Untersuchungsgebiet wurde eine globale Optimierung aller Strangmessungen zu allen 14 PLZ-Prognosen durchgeführt, die potentiell in diese Stränge einspeisen, (jeweils für Wind, PV und die Lastzeitreihen). Die restlichen 8 Postleitzahlen sind für die Prognosen nicht relevant und in Abbildung 29 mit hellen Farben dargestellt. Die Optimierung basiert auf einem Jahr historischer Daten. Das Ergebnis ist in Abbildung 30 dargestellt, wobei die Randbedingung der Optimierung war, dass die Gewichte der sechs vollständig abgedeckten Postleitzahlen sich auf eins summieren müssen, was allerdings für die restlichen Postleitzahlen am Rand nicht zutrifft. Mit dieser Zuordnung kann das Ergebnis in Kapitel 8 mit Netzmessungen verglichen werden, auch wenn die genaue Zuordnung der Anlagen zum Netz unbekannt ist.

7.2 Entwicklung Flächenkraftwerk

7.2.1 Entwicklungshistorie vom FLKW

Die Entwicklung des Flächenkraftwerks erfolgte mit den zugehörigen Komponenten nahezu über die gesamte Projektlaufzeit wie anhand von Abbildung 31 deutlich wird. Um möglichst anwendungsnah die Anforderungen ans FLKW aus Sicht einer zukünftigen Nutzung zu erheben, erfolgte ein enger Austausch mit dem Praxispartner Westnetz. Aufgrund der Möglichkeit, sich mit dem Betriebsführungspersonal einer Netzleitwarte der Westnetz eng abzustimmen, konnten erste vom Fraunhofer IEE entwickelte Wireframes¹⁶ iterativ über drei Workshops weiterentwickelt werden. Im letzten Workshop konnte zudem über die Einbindung des Projektpartners DUtrain zusätzliches Feedback eingeholt werden. Die Ergebnisse dieses praxisnahen und iterativen Entwicklungsprozesses fanden Einzug in ein Dokument namens *Anforderungsprofil FLKW*, sowie in die Veröffentlichung vom 19th Wind Integration Workshop (WIW 2020) zur FLKW GUI [33].

Im Anschluss an die initiale Konzeptentwicklung der GUI vom FLKW erfolgte die Entwicklung der vorgesehenen Softwareartefakte des Projekts: Einmal stand im Mai 2021 die erste Version vom PV-Emulator zur Verfügung. Zweitens, im Dezember 2021, konnte zum ersten Mal das übergeordnete FLKW per GUI aufgerufen werden. Nach ersten Virtual Lab Tests im 1. Quartal 2022 konnte am 30.03.2022 das FLKW zum ersten Mal dem Konsortium im Livebetrieb vorgestellt werden. Daran anschließend erfolgte am 23.06.2022 die *DUtrain Demo* in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner DUtrain. Analog zur GUI Präsentation erfolgte eine Ergebnispräsentation der FLKW-Erprobung unter Laborbedingungen auf dem 21st Wind and Solar Integration Workshop (WSIW 2022) Anfang Oktober 2022 – s. [34] oder Abschnitt 8.2.1. Parallel hierzu fand der Feldtest vom FLKW im Oktober 2022 statt, bei dem die real existierenden PV-Feldtestanlagen zum Einsatz kamen. Die Kernergebnisse sind in Abschnitt 8.2.2 aufgeführt [35].

¹⁶ Hierbei handelt es sich im Projektkontext um graphische Prototypen der Benutzeroberfläche vom FLKW (FLKW Frontend).

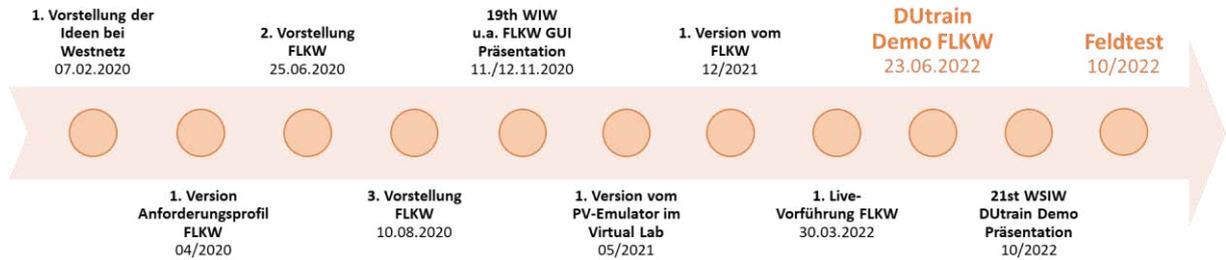


Abbildung 31: Entwicklungshistorie vom FLKW über die Projektlaufzeit – Übersicht über relevante Zwischenereignisse

7.2.2 Einführung FLKW Backend

Das FLKW-Backendsystem verarbeitet primär verschiedene Zeitreiheninformationen wie Ist-Werte von fernauslesbaren Energieanlagen, Prognosen von PLZ-Gebieten oder allgemeinen Lastwerten von Netzgebieten. Sowohl in den Feldtests als auch in den Virtual Lab Tests wird bezüglich Letzteren angenommen, dass die Last dem FLKW echtzeitnah zur Verfügung steht. Für diesen Zweck wird per *Java*-Skript in das Flächenkraftwerk eine Lastzeitreihe je erprobten Testfall gesteuertem Netzgebiet (nachher auch als Cluster bezeichnet) fest hinterlegt [37]. Neben der Verarbeitung von Zeitreiheninformationen ist das FLKW Backend zuständig für die Umsetzung von Netzgebiet-scharfen Residuallastsollwerten. Hierbei wird ein vorgegebener Residuallastsollwert mithilfe von steuerbaren Erzeugungsanlagen soweit es möglich ist eingehalten. Inwieweit einzelne Anlagen angesteuert werden, entscheidet der Disaggregationsalgorithmus vom FLKW, der das nachfolgende prinzipielle Vorgehen aufweist:

Disaggregationsverhalten

Der Disaggregationsalgorithmus ist hier in Form einer offenen Steuerkette implementiert. Dies beinhaltet keine Regelung, die darauf abzielt, Sollwerte so zu wählen, um die Differenz der aggregierten Wirkleistung der Einzelanlagen respektive der abgeleiteten Residuallast zum vorgegebenen Residuallastsollwert zu minimieren. Das bedeutet, dass die Strategie zu jedem Iterationszeitpunkt der Disaggregation nur den aktuellen Zustand der Anlagen berücksichtigt und daraus die optimalen Sollwertvorgaben für die Einzelanlagen ableitet. Eine Erweiterung als geschlossener Regelkreis, der die Leistung auf einen Kontrollknoten einregelt, ist bei Vorhandensein von Messwerten am Kontrollknoten möglich. Die Disaggregation besteht aus

Iterationen (Standardkonfiguration: 10 Sekunden), die so lange durchgeführt werden, bis ein Aufhebungssignal, i.e. Reset-Befehl (i.e. MPP-Betrieb), gesendet wird.

Die Disaggregation beinhaltet im Kern drei Stages bzw. Stufen, die zyklisch durchlaufen werden. In der ersten Stufe, der *Sequence-Stage*, wird die Reihenfolge festgelegt, anhand derer die Vorgaben unter Berücksichtigung der maximalen Verfügbarkeit (Einschränkungen durch mögliche Einspeisung (mE), untere Steuerungsgrenzen (bspw. Mindesterzeugung von 10% der installierten Wechselrichterleistung), Steuerbarkeitscharakteristik) aufgeteilt werden. In der nächsten Stufe, der *Selection-Stage*, wird anhand der definierten Strategien eine Auswahl getroffen, welche Anlagen bei der Aufteilung aktiv berücksichtigt werden. Die dritte Stufe, die sogenannte *Distribution-Stage*, definiert die Strategie, wie genau die Aufteilung anhand der vorgelagerten Stages durchgeführt wird. Im Folgenden werden die Standardkonfigurationen der Stages näher beschrieben.

Sequence-Stage

In dieser Stufe wird eine mehrstufige Sortierung der steuerbaren Anlagen durchgeführt. Die ersten Anlagen innerhalb der resultierenden Sortierung werden in ihrer steuerbaren Verfügbarkeit in einer Abschaltung maximal berücksichtigt ohne, dass der aggregierte Sollwert der Einzelanlagen den Zielsollwert übersteigen würde. An erster Stelle wird eine Sortierung auf Basis der Steuerbarkeit, i.e. *SimpleControllabilityBasedStrategy*, durchgeführt (vierstufiges Disaggregationsverhalten):

1. *On/Off* steuerbar
2. Stufen steuerbar
3. Teilflexibel steuerbar mit unterer Grenze
4. Vollflexibel steuerbar

An zweiter Stelle kann eine Sortierung auf Basis der letzten Steuerung berücksichtigt werden, i.e. *EldestControlledStrategy*. Diese Strategie beinhaltet eine Priorisierung der Anlagen, die am längsten nicht durch das FLKW gesteuert wurden.

Selection-Stage

Innerhalb dieser Stufe wird auf Basis einer definierten Reihenfolge evaluiert, ob eine Anlage für die Berücksichtigung der Sollwertaufteilung disqualifiziert wird. Ist dies der Fall, so wird die Anlage in der Sollwertaufteilung nur passiv berücksichtigt, das heißt es wird versucht die bestehende Wirkleistungseinspeisung bei der Sollwertaufteilung der qualifizierten Anlagen zu berücksichtigen. Die *Selection-Stage* umfasst die folgenden Evaluatoren:

- *CommunicationStatusEvaluator*
- *LatestSetpointSucceededEvaluator*
- *PerformanceEvaluator*

Der *CommunicationStatusEvaluator* wertet die kommunikationstechnische Verfügbarkeit der Anlage aus. Falls diese Verfügbarkeit nicht ausreichend gegeben ist, wird die Anlage disqualifiziert. Der *LatestSetpointSucceededEvaluator* wertet die Menge erfolgreicher Sollwertvorgaben pro definierten Zeitraum aus. Der *PerformanceEvaluator* wertet aus, wie genau die Anlage die Sollwertvorgaben auch umsetzt. Hierfür wird ein Integral zwischen Vorgabe und resultierender Einspeisung gebildet.

Distribution-Stage

In dieser Stufe wird die konkrete Aufteilungsstrategie definiert. Dies ist die sogenannte *SimpleSequenceBasedStrategy*. Wie bereits bei der *Sequence-Stage* beschrieben, findet in diesem Schritt die konkrete Aufteilung auf die Anlagen statt, um den Zielsollwert zu erreichen. Hierbei wird auf Basis der in der ersten Stage definierten Reihenfolge nacheinander der maximale Beitrag zum Sollwert der jeweiligen Einzelanlage zugeteilt. Innerhalb dieser Strategie werden pro Anlage konfigurierte untere Steuerungsgrenzen berücksichtigt.

7.2.3 Einführung FLKW Frontend

Das FLKW Frontend ist eine Client-Anwendung, die per Internetbrowser eine GUI zur Verfügung stellt. Hierüber können u.a. aktuelle Informationen über einzelne oder mehrere Netzgebiete mithilfe von Zeitreihendarstellungen den Nutzenden zur Verfügung gestellt werden. Exemplarisch ist in Abbildung 32 eine entsprechende Darstellung für ein PLZ-Gebiet zu finden (1. Bild links), die u.a. als Planungsgrundlage für die Planungsphase im

Netz-wiederaufbau dienen kann. Neben der Darstellung von (ggf. abgeschätzten) Ist-Werten oder Prognosen sieht die GUI die Vorgabe von Residuallast-Sollwerten vor (2. Bild rechts in Abbildung 32). Dabei wird ein situationsabhängiger Wert in Megawatt eingetragen, um beim weiteren Systemaufbau im Verteilnetz bzw. bei nachfolgenden Lastzuschaltungen in den unteren Netzebenen den ausführenden VNB zu unterstützen. Zusätzlich, falls gewünscht, besteht die Option, eine gleichzeitig zu beachtende Residuallastrampe anzugeben, sodass die angefragten Leistungsänderungen der angesteuerten DEA ggf. begrenzt werden. Grundsätzlich muss bei allen Eingaben und Darstellungen des FLKWs, sowie sonstigen Abbildungen im weiteren Verlauf, beachtet werden, dass das Erzeugerzählpeilsystem angewendet wird (Erzeugung: positiv, Lasten: negativ).



Abbildung 32: Übersicht Kernfunktionalitäten vom FLKW sowie deren Einordnung in den NWA-Prozess (orange Färbung = FLKW unterstützt im NWA; angepasste und übersetzte Abbildung 4 aus Schuett, J.; Becker, H.; Koch, J.; Fritz, R.; Dongju, You, Graphical User Interface of an Aggregation System to control a Multitude of Distributed Generation during Power System Restoration, 19th Wind Integration Workshop, 11 – 12 November 2020, <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-638098.html>)

7.2.4 Einführung Virtual Lab Umgebung

Die Virtual Lab Umgebung besteht aus der Virtual Lab Infrastruktur sowie den darauf laufenden Anwendungen. Neben dem bereits näher eingeführten FLKW Backend betrifft dies vor allem die PV-Emulatoren, die für die in Abschnitt 8.2.1 vorgestellten Virtual Lab Tests primär zum Einsatz gekommen sind. Erste grundsätzliche Hinweise zu den zwei Kernbestandteilen der Virtual Lab Umgebung sind nachfolgend zu finden:

Virtual Lab Infrastruktur

Beim Virtual Lab handelt es sich um eine spezifische Testumgebung für Softwareanwendungen in der Energieversorgung, die mithilfe von simulierten Elementen wie einer PV-Anlage getestet werden können. Kernschwerpunkt der Simulation sind die Nachbildung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Eigenschaften, die bei Bedarf durch energiebezogene Aspekte erweitert werden können.

Als Infrastruktur des Virtual Lab kommt ein sogenanntes *Kubernetes*-Cluster zum Einsatz [32]. Hierbei handelt es sich um eine Serverlandschaft mit softwarebasierten Containern, die als Laufzeitumgebung von Anwendungen dienen. Die jeweiligen Anwendungen in ihren Containern werden über die Verwaltungssoftware *Kubernetes* orchestriert, also insbesondere auf die zugrundeliegenden Serverressourcen (*Workers*) verteilt. Als Organisationswerkzeug für das eingesetzte *Kubernetes*-Cluster wird wiederum *Rancher* eingesetzt [38]. Dieses Softwarewerkzeug bietet die Möglichkeit, über eine graphische Benutzeroberfläche / GUI u.a. die einzelnen Container zu überwachen, als auch direkt auf diese bspw. per Konsole zuzugreifen.

Primärer Zweck vom Virtual Lab für die Durchführung der Feldtests ist der Einsatz der Infrastruktur als Laufzeitumgebung für das FLKW. Hierfür wurde ein High-Performance-Server bzw. *Worker* reserviert. Mit insgesamt 32 *virtual central processing units* (vCPUs) eines *Intel® Xeon® Gold 5220 2.20 GHz* Prozessors sowie einem Arbeitsspeicher mit 126 GB DDR4 ECC mit 3200 MHz steht dem FLKW prinzipiell die Möglichkeit offen, eine große Anzahl von DEA anzubinden. Darüber hinaus benötigt das FLKW eine Datenspeicherinfrastruktur zum Ablegen einer nicht-relationalen Datenbank auf der Basis von *MongoDB*, die in diesem Fall durch eine *hard disk drive* mit 105 TB zur Verfügung gestellt wird [39]. In den abschließenden Virtual Lab Tests mit einer Beteiligung von 1.000 PV-Emulatoren, vergleiche Abschnitt 8.2.1, konnte eine leistungsfähigere Virtual Lab Umgebung genutzt werden. Hierbei standen insgesamt 112 vCPUs mit 512 GB DDR4 RAM und einem partitioniertem 640 GB SSD Speicher für die Datenbank zur Verfügung.

PV-Emulatoren

Für das Projekt wurden möglichst realitätsnahe PV-Emulatoren entwickelt, die es ermöglichen, in dieser Testumgebung das FLKW Steuerungs- und Überwachungsverhalten zu evaluieren. Die PV-Emulatoren besitzen eine Modbus TCP Schnittstelle in Anlehnung an das in den Feldtests (vgl. Abschnitt 7.2.5) verwendete Solar-Log *Modbus Transmission Control Protocol* (Modbus TCP) Schnittstelle [40]. Die Registereinstellungen entsprechen den Vorgaben der *Modbus TCP Direct Marketing* Schnittstelle der Solar Log GmbH [41]. Die PV-Emulatoren sind als *Stateful-Set* im Kubernetes Cluster integriert. Für jeden Emulator können verschiedene Einspeiseprofile und Verhaltenskonfigurationen vorgenommen werden. Die Standardkonfiguration für die durchgeführten Virtual-Lab Tests lautet wie folgt:

- Eingestellter Zeitfaktor: Keine Abweichung zur Echtzeit
- Pausieren des Emulators: Nicht pausiert
- Unter Netzspannung: Jede Anlage ist *on-grid*, d.h. unter Netzspannung
- Anlagenverhalten bei Netzzuschaltung: Verzögerung bei *on-grid* bei einer ausgeschalteten Anlage bis zur ersten (Einspeise-)Reaktion (hier 10 s gewählt)
- Leistungsgradient nach Spannungswiederkehr (Netzzuschaltung): Es ist ein Gradient mit 300 % der installierten Wirkleistung / Minute definiert je Anlage
- Einspeiseprofil: Poisson verteilte Noise auf dem Active-Power Profil (Leistungsrauschen)
- Steuerbarkeit: On/Off Units, d.h. Anlagen können nur an oder ausgeschaltet werden
- Mindesterzeugung: Keine untere Steuerungsgrenze gesetzt
- Latenzen: 2 s Latenz (Mittelwert, normalverteilt) bei lesenden Zugriffen

Je nach Testprotokoll wurde diese Konfiguration vor oder während eines Tests angepasst. Die durchgeführten Virtual Lab Tests mit den Kernergebnissen sind unter Abschnitt 8.2.1 einzusehen.

7.2.5 Einführung Feldtestumgebung

Als zentraler Bestandteil der Feldtests kamen insgesamt 4 PV-Anlagen aus vier unterschiedlichen PLZ-Gebieten zum Einsatz (siehe Tabelle 5). Alle Anlagen sind in der Niederspannung angeschlossen und befinden sich mehrheitlich direkt in der Hand von privaten Anlagenbetreibern. Bei der größten Anlage – PV-Anlage 2 – kommt ein kommerziell verfügbarer Einstrahlungs- und Temperatursensor der Solar-Log GmbH zum Einsatz (*Sensor*

Box Professional Plus) [41]. Dieser ermöglicht im Zusammenspiel mit der zusätzlich verwendeten Steuerbox *Solar-Log™ Base 15* [41] die mögliche Einspeisung echtzeitnah vor Ort näherungsweise zu bestimmen. Insgesamt bilden die eingesetzten PV-Dachanlagen einen Teil des Spektrums an unterschiedlichen Varianten im derzeit installierten Kleinanlagensegment ab. Dies ist beispielhaft erkennbar im Solarleistungsbereich unter 100 kWp mit einer Ausführung als Dachanlage (siehe Abbildung 2 in Kapitel 2). Darüber hinaus ist die Testgruppe aus Sicht des Installationszeitpunkts generell zweigeteilt:

Einerseits gibt es mit der im Jahr 2007 in Betrieb gegangenen PV-Anlage 2, eine Variante mit einer älteren Wechselrichter-Generation (von SMA). Alle drei verbauten WR sind über eine serielle Schnittstelle (*recommended standard* (RS)-485) [42] an die eingesetzte Steuerbox angebunden (im *home area network* (HAN)). Darüber hinaus verfügt diese Anlage im Bereich der *wide area network* (WAN)-Anbindung über eine gesonderte Mobilfunkanbindung (per *Long Term Evolution*, LTE) mithilfe eines externen Mobilfunkrouters (*Teltonika RUT240*) [43], während die anderen Anlagen an dieser Stelle direkt über die privaten Breitbandanschlüsse der Anlagenbetreiber kommunizieren. Zudem ist PV-Anlage 2 nicht anteilig für den Eigenverbrauch vorgesehen, sondern dient im Vergleich zum Rest ausschließlich der Netzeinspeisung (Volleinspeisungsanlage).

Andererseits sind die PV-Anlagen 1, 3 und 4 vergleichsweise neu, da von dieser Gruppe die früheste Einspeisung erst in 2018 stattfand. Bei diesen Anlagen ist ebenso der WR-Hersteller SMA größtenteils vertreten, wobei eine Anlage mit einem WR von Fronius betrieben wird. An dieser Stelle ist die Feldtestanlagen-Zusammensetzung nicht repräsentativ im Vergleich zum PV-Gesamtmarkt, der von einer hohen Anzahl von WR-Herstellern bedient wird [44]. Die Mehrzahl dieser Kleinstanlagen nutzt die seit 2012 für Anlagen mit einer Nennleistung kleiner 30 kW im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. bis 25 kW (EEG 2021) verankerte Ausnahmeoption des vereinfachten Einspeisemanagement (Einspeiseleistung begrenzt auf 70 % der Modulleistung), damit der Verteilnetzbetreiber nicht aktiv auf die Anlage zugreifen können muss. Dies ist ebenfalls bei der Mehrheit der im Feld installierten, neueren Anlagen der

Fall [45]¹⁷. Ausschließlich eine Anlage – PV-Anlage 3 – ist per Rundsteuersignal für den Anschlussnetzbetreiber erreichbar. Vor Ort, im HAN, sind alle neueren Anlagen über eine moderne Ethernet-Anbindung an die Steuerbox angebunden.

Von der jeweils eingesetzten Steuerbox ausgehend wird ein VPN-Tunnel zu einem VPN-Server am Fraunhofer IEE aufgebaut. Auf diesen VPN-Server greift das FLKW zu, um die PV-Anlagen fernauszulesen sowie fernzusteuern. Hierbei ist zu beachten, dass bei PV-Anlage 1 WR-bedingt eine Mindestvorgabe von 10 % der Nennleistung einzuhalten ist. Falls ein Wert unterhalb dieser Schwelle vorgegeben wird, stoppt der Wechselrichter die Einspeisung vollständig. Bei den anderen PV-Anlagen ist hingegen eine vollflexible Ansteuerung von 0 % bis 100 % der WR-Nennleistung prinzipiell möglich.

Darüber hinaus sollte eigentlich eine weitere, 5. PV-Anlage, am Feldtest teilnehmen. Obwohl der verwendete Wechselrichter (*Modell: SMA STP10.0-3AV-40*) auf der *Beta-Firmware* Kompatibilitätsliste für die Steuerbox aufgeführt ist, konnte jedoch trotz mehrmonatigen Austauschs mit dem Steuerbox-Hersteller Solar-Log GmbH leider kein schreibender Zugriff auf den Wechselrichter, ausgehend von der verbauten Steuerbox, ermöglicht werden. Daher konnte diese Anlage nicht wie ursprünglich geplant am Feldtest teilnehmen. In einem Telefongespräch mit dem Steuerbox-Hersteller am 16.01.2023 wurde erläutert, dass vermutlich die neuste Firmware-Version 6.x das Problem beheben sollte. Eine Überprüfung vonseiten des Fraunhofer IEE war leider aufgrund des Projektendes nicht mehr möglich.

¹⁷ Mit der Novelle vom Energiesicherungsgesetz (bekannt als EnSiG 3.0) durch den deutschen Bundestag vom 30.09.2022 entfällt die Pflicht bei über 7 kW bis 25 kW die Einspeiseleistung auf 70 % zu reduzieren bzw. alternativ den Anschlussnetzbetreiberzugriff zu erlauben die Anlagenleistung bei Bedarf zu drosseln. Dies gilt insofern die Anlage seit dem 15.09.2022 in Betrieb ist, oder, für Altanlagen, ein intelligentes Messsystem verbaut ist.

Tabelle 5: Grundeigenschaften der eingesetzten PV-Feldtestanlagen

Eigenschaft	PV-Anlage 1	PV-Anlage 2	PV-Anlage 3	PV-Anlage 4	PV-Anlage 5
PLZ-Gebiet	37318	37218	29459	34125	<i>Aufgrund von ausschließlich lesendem Zugriff nicht aktiv am Feldtest beteiligt (Ursache: Kommunikationsprobleme WR (Modell: STP10.0-3AV-40) <-> Steuerbox; Zusatzhinweis: Batterie-speicher zusätzlich installiert)</i>
Installierte PV-Leistung in kWp	9,6	23,4	16,5	9,62	
Installierte AC-Leistung (WR) in kW	7,0	22,0	20,0	8,0	
WR-Hersteller (WR-Anzahl)	Fronius (1x)	SMA (3x)	SMA (1x)	SMA (1x)	
Inbetriebnahme	2018	2009	2020	2021	
HAN-Anbindung	Ethernet	Seriell (RS-485)	Ethernet	Ethernet	
WAN-Anbindung	Breitband	Mobilfunk (LTE)	Breitband	Breitband	
Eigenverbrauch	Ja	Nein	Ja	Ja	
70 % EEG-Kappung	Ja	Nein	Nein	Ja	
VNB-Fernsteuerbarkeit	Nein	Nein	Ja	Nein	
Sensor für mE-Schätzung	Nein	Ja	Nein	Nein	
Fernsteuerbarkeit	10 – 100 %	0 – 100 %	0 – 100 %	0 – 100 %	

Für die Feldtests wurde die gleiche Betriebsumgebung des FLKWs genutzt, wie in den Virtual Lab Tests, d.h., dass die Instanz im Kubernetes Cluster betrieben wurde. Zusätzlich ist das FLKW per VPN-Verbindung an die beteiligten PV-Feldtestanlagen angeschlossen. Der Austausch zu den Anlagen erfolgt per Modbus TCP mit den Registervorgaben vom

Steuerboxhersteller Solar-Log GmbH in der Form der bereits genannten *Modbus TCP Direct Marketing* Schnittstelle [41]. Mithilfe des Austauschs von Wirkleistungs- und Statusinformationen im Kontext der Anlagenkommunikation entscheidet das FLKW-Backendsystem, ob die Anlage aktuell steuerbar ist, und in welchem Rahmen.

7.3 Entwicklung Flächenkraftwerkprognosen

Die Basisprognose basiert auf dem numerischen Wettermodell ICON-EU-EPS des Deutschen Wetterdienstes. Dieses Ensemblemodell hat 40 Member und ein ikosaedrisches Gitter mit einer mittleren Auflösung von 40 km in Europa. Die Dreiecke in Abbildung 33 stellen das Gitter dar.

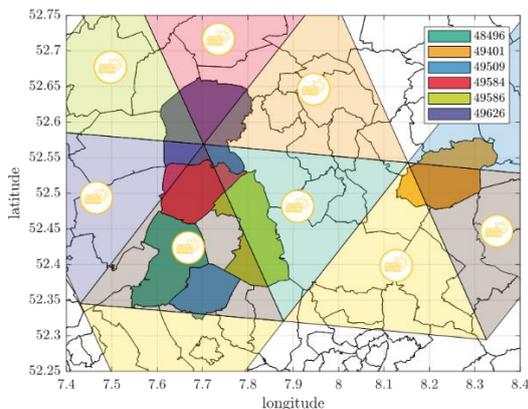


Abbildung 33: Darstellung des Vorhersagegebietes für PV

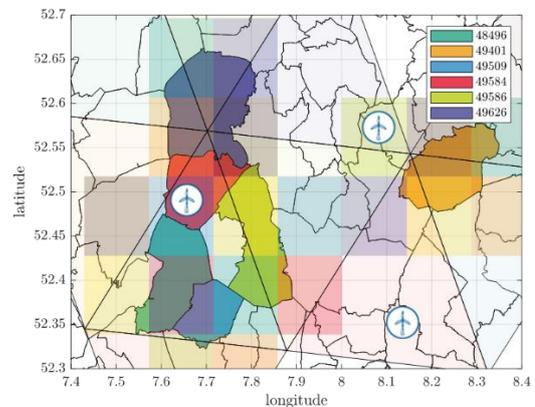


Abbildung 34: Darstellung des Vorhersagegebietes für Wind

Die Wetterprognosen von ICON-EU-EPS liegen auf den Dreiecken, die neben den Postleitzahlgebieten dargestellt sind. Für Wind (rechts) sind zusätzlich die Planflächen und Beispiele von Referenzanlagen der Windhochrechnung dargestellt.

Im *Solar Prediction System* (SPS) werden die Leistungen von Anlagen aller typischen Ausrichtungen für jede Einstrahlung an allen Modellgitterpunkten physikalisch simuliert. Diese Ausrichtungen werden dann mit einer Anlagenstatistik aggregiert. Der Eigenverbrauch und die Einspeiselimitierung werden ebenfalls auf Basis der lokalen Anlagestatistik modelliert. (Im FLKW wird der Eigenverbrauch zur Residuallast addiert). Die normierte Einspeisung der Modellflächen wird für jedes Ensemble-Member gemäß dessen Stammdaten räumlich auf die Postleitzahlen aggregiert.

Für das *Wind Power Management System* (WPMS) werden die Prognosen zunächst für Referenzanlagen berechnet, deren Training auf Parkmessungen basiert. Die normierten Referenzleistungen werden dann durch eine Hochrechnung auf die rechteckigen Planflächen in

Abbildung 34 berechnet. Anschließend können die Planflächenleistungen auf die Postleitzahlen unter Berücksichtigung der Nennleistung aggregiert werden.

7.3.1 Lastprognosen

Für die Prognose der Residuallast muss zusätzlich der Verbrauch bestimmt werden. Die Höhe des Verbrauchs wurde basierend auf öffentlichen Gemeindedaten aus 2019 bestimmt, mit denen der gewerbliche, landwirtschaftliche, Industrie-, Haushalts-, und ÖVP-Verbrauch abgeschätzt und dann summiert werden kann. Zur Modellierung der Zeitabhängigkeit wurden Standardlastprofile verwendet, welche die Jahreszeit sowie den Wochentag und Feiertage berücksichtigen. Die Gemeindegrenzen passten (surjektiv) zu den Postleitzahlgrenzen, damit es eine klare Zuordnung zum FLKW gibt. Allerdings steht nicht in den Gemeindedaten, welche Lasten in welcher Netzebenen angeschlossen sind. Wir ordnen alle Lasten der NS und MS zu, obwohl ein Teil theoretisch direkt an die Hochspannungsnetze angeschlossen sein könnte. Die Skalierung der Lasten wurde deswegen nach der Gewichtung aus der Optimierung in 7.1.2 angepasst, (welche für die Last nicht auf eins summiert werden mussten).

7.3.2 Weiterentwicklung der PV-Prognose

Prognose der fernsteuerbaren Anlagen im SPS

Um dem FLKW eine Prognose der fernsteuerbaren Anlagen zur Verfügung stellen zu können, musste das Prognosesystem SPS erweitert werden, um weitere Stammdaten inkl. der Fernsteuerbarkeit zu berücksichtigen. Bei dieser Erweiterung wurden auch genauere Koordinaten sowie Daten aus dem Markt Stammdaten Register (MaStR) zur Ausrichtung einiger Anlagen integriert. Das Basissystem verwendet für jede PLZ eine statistisch repräsentative Anlagenleistung. Der erweiterte Aggregator rechnet mit der Ausrichtung und den Koordinaten der einzelnen Anlagen, sofern diese bekannt sind. Die Aggregation erfolgt dann nicht mehr über eine räumliche Zuordnung von PLZ zu Zielgebieten, sondern direkt von Anlagen zu Zielgebieten. In diesem erweiterten Modell sind die Auswahl und Prognose der fernsteuerbaren Anlagen somit möglich.

Satellitenistwert und Nowcasting-Szenarien

Die Satelliteneinstrahlung hat eine deutlich höhere Auflösung als das ICON-EU-EPS, siehe Abbildung 35, und wird viertelstündlich bestimmt. Aus den Satellitendaten kann mit SPS ein

Istwert der Einspeisung berechnet werden. Da dieser Istwert nun andere meteorologische Inputdaten als die Prognose hat, wertet der Vergleich den meteorologischen Fehler der Prognose aus, (und nicht z.B. Fehler des Leistungsmodells oder einer Zuordnung zum Netz).

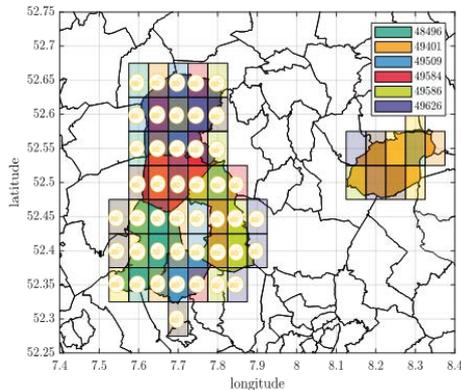


Abbildung 35: Auflösung der Specmagic Satellitendaten fürs Nowcasting sowie die Istwertbestimmung, verglichen mit den Zielgebieten

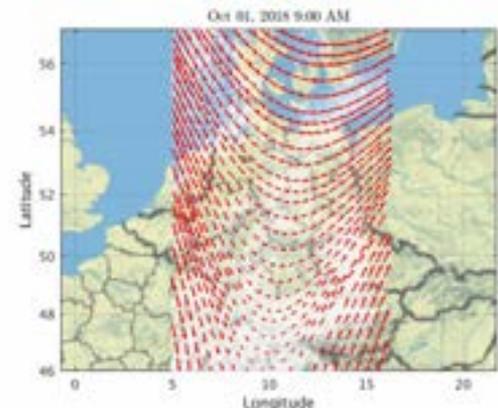


Abbildung 36: Beispiel eines Wolkenbilds über Deutschland sowie Wolkenvektoren der Bewegung.

Um die probabilistische Prognose der gesicherten Leistung zu verbessern, können Satellitendaten auch als genauere meteorologische Eingangsdaten verwendet werden. Methoden wie *Optical Flow* werden häufig mit Satellitenbildern verwendet, um die aktuelle Wolkenbewegung zu bestimmen und sowohl die Wolkenbewegung als auch die Einstrahlungen zu prognostizieren. Abbildung 36 zeigt ein optimiertes Vektorfeld der Wolkenbewegung in Deutschland. Das Vektorfeld ist das Ergebnis einer multikriteriellen Optimierung (Pareto-Optimierung) des Unterschieds zweier aufeinanderfolgenden Bilder an mehreren Orten. Die Optimierung bevorzugt Lösungen, die zumindest einige Kriterien verbessern ohne andere zu verschlechtern. Am Ende wird das Pareto-Optimum der Pareto-Menge als bestes Ergebnis ausgewählt. In diesem Projekt haben wir darüber hinaus die gesamte Pareto-Menge verwendet, um ein probabilistisches Ensemble-Nowcast zu erstellen. Dies wird im Folgenden als CMV-EPS bezeichnet und wird in Kapitel 8 mit der numerischen Wettervorhersage verglichen.

8 Projektergebnisse

Dieses Kapitel beschreibt die Projektergebnisse im Bereich Parksteuerung (Abschnitt 8.1) und Flächenkraftwerk (Abschnitt 8.2), und gibt in Abschnitt 8.3 die Ergebnisse der Demonstrationsvorhaben an.

8.1 Parksteuerung

In diesem Abschnitt wird im ersten Schritt die Umsetzung des Prognosesystems (Unterabschnitt 8.1.1) beschrieben, bevor die Ergebnisse der Labortests (Unterabschnitt 8.1.2) und die Ergebnisse des Feldtests (Unterabschnitt 8.1.3) erläutert werden. Der verwendete Park mit Kommunikationsübersicht wurde bereits in Abschnitt 6.4 beschrieben.

8.1.1 Prognosesystem für den Feldtest

Um den Windpark im Falle des Netzwiederaufbaus besser nutzen zu können, werden Prognosedaten speziell für den Windpark im Leitsystem von Westnetz dargestellt.

Dieses Prognosesystem besteht aus 2 Prognosemodulen. Beide Module wurden für den Feldtest auf einem zentralen Server betrieben. Das erste Modul stellt eine Leistungsprognose bereit, welche auf Wettervorhersagedaten, vergangenen SCADA-Daten und Anlageninformation (Leistungskurve, Standort) basiert. Das zweite Modul verbessert dann die Vorhersagen aus dem ersten Modul unter Verwendung von aktuellen Anlagendaten (Wind und Leistung). Dieses zweite Modul ist so ausgelegt, dass es auch auf eine Hardware im Windpark ausgerollt werden könnte (wie im Labortest gezeigt wurde). Für den Feldtest haben wir das Modul aber zentral betrieben, da die Anbindung des Prognosemoduls an die Kommunikationsinfrastruktur bis zum Feldtest nicht vollständig eingerichtet werden konnte. In dieser Zwischenlösung werden die Vorhersagen aus dem 2. Modul dann über das Labor WHV und über das ENERCON OCC (ENERCON-interne Projektpartner) zur Fernwirktechnik des Windparks Kümdbchen geschickt, von wo die Daten an die Westnetz über eigene Fernwirkstrecken weitergeleitet werden und dort in der Leitstelle während des Feldtests auch dargestellt wurden. Als Vorhersagespuren werden der Mittelwert, das Maximum, Minimum und die Standardabweichung des prognostizierten Ensembles in 15 min Auflösung bis zu 6 Stunden Horizont verschickt. Die Prognosen werden alle Viertelstunde neu erzeugt und

versendet. Details und eine qualitative Bewertung zu dem Prognosesystem sind in Abschnitt 6.2 genauer beschrieben.

8.1.2 Labortests zur Vorbereitung

In diesem Kapitel werden die Labortests beschrieben, die vor den Feldtests durchgeführt wurden. Durch diese Labortests wurde die Technik erprobt und optimal auf die Feldtests vorbereitet. Dadurch konnten die Standzeiten und somit die Ertragsausfallzeiten auf ein Minimum begrenzt und in erheblichem Maß Kosten eingespart werden.

Das Labor für elektrische Energiesysteme befindet sich an Jade Hochschule in Wilhelmshaven (WHV) und wurde im Rahmen der Kooperation zwischen ENERCON und Jade Hochschule für diese Labortests genutzt. So ein Labor bietet mehr Möglichkeiten als ein Feldtest, der nun mal am europäischen Verbundnetz durchgeführt wird. Tests, abweichend vom Normalbetrieb, sind hier ohne weiteres möglich, auch wenn dafür Netzanforderungen nicht eingehalten werden. Zudem besteht die Möglichkeit neue Software zu testen und zu validieren.

In Vorbereitung zum Feldtest sind im Labor verschiedene Testszenarien durchgeführt worden. Zunächst wird auf die Eigenschaften des Störfallreglers eingegangen. Die im Rahmen dieses Projektes entwickelte Prognose wurde im Labor erstmalig auf der Zielhardware eingerichtet und das gesamte Kommunikationsmodell wurde getestet.

Störfallregelung im Labortest

Das erste Testszenario beinhaltet das Abrufen der Primärregelleistung. Um diese Leistung abzurufen, muss die Frequenz von der Nennfrequenz mehr als 0,2 Hz abweichen. Hierzu wird die Frequenz einer Simulation unterzogen, in der die Frequenz auf 51 bzw. 49 Hz mit einer Rampe von 0,1 Hz/min geändert wird. In Abbildung 37 ist im ersten Plot der Frequenzverlauf während des Versuches dargestellt. Im zweiten Plot sind zugehörig die Sollwerte für die Wirkleistung vom Netzbetreiber und der FCU-interne, im dritten Plot die gemessene Leistung am PCC und die verfügbare Leistung dargestellt.

Die neu implementierte Störfallregelung leistet bei Abweichung von mehr als 0,2 Hz einen Beitrag zur Erhaltung der Sollfrequenz durch Wirkleistungsänderung. Bei einer Überfrequenz wird die Wirkleistung gemäß der eingestellten Statik angepasst, bei einer Unterfrequenz wird die Leistung in Abhängigkeit der Leistungsreserve ($P_{\text{available}}$ zu P_{PCC}) und der Statik auch über den Sollwert des Netzbetreibers erhöht. Dieser Testfall zeigt somit das Verhalten bei einer Frequenzänderung in netzkritischen Situationen auf.

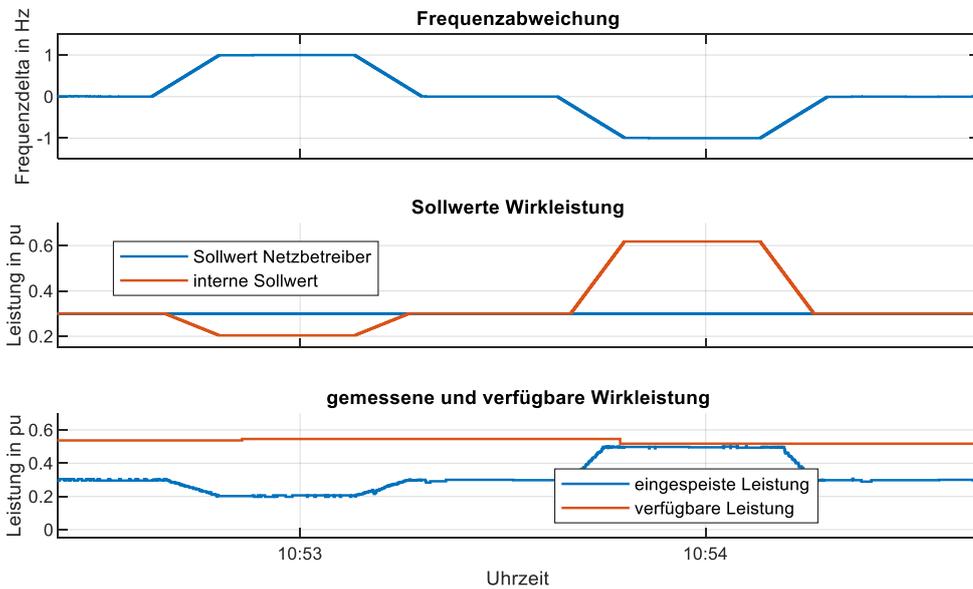


Abbildung 37: P(f)-Verhalten der Störfallregelung bei Änderung der gemessenen Frequenz

Ein weiterer Testfall stellt die Vorgabe der Richtfrequenz dar. Hierzu wurde bei aktivierter Störfallregelung die Richtfrequenz in Stufen verändern (50 – 49 – 48 – 49 – 50 Hz). Die Änderung der Richtfrequenz von 50 Hz auf 49 Hz hat zur Folge, dass für die Anlage eine Überfrequenz vorliegt und die Wirkleistung gemäß eingestellter P(f)-Statik reduziert wird. Vor und nach dem Frequenzevent wird die verfügbare Leistung eingespeist (s. Abbildung 38).

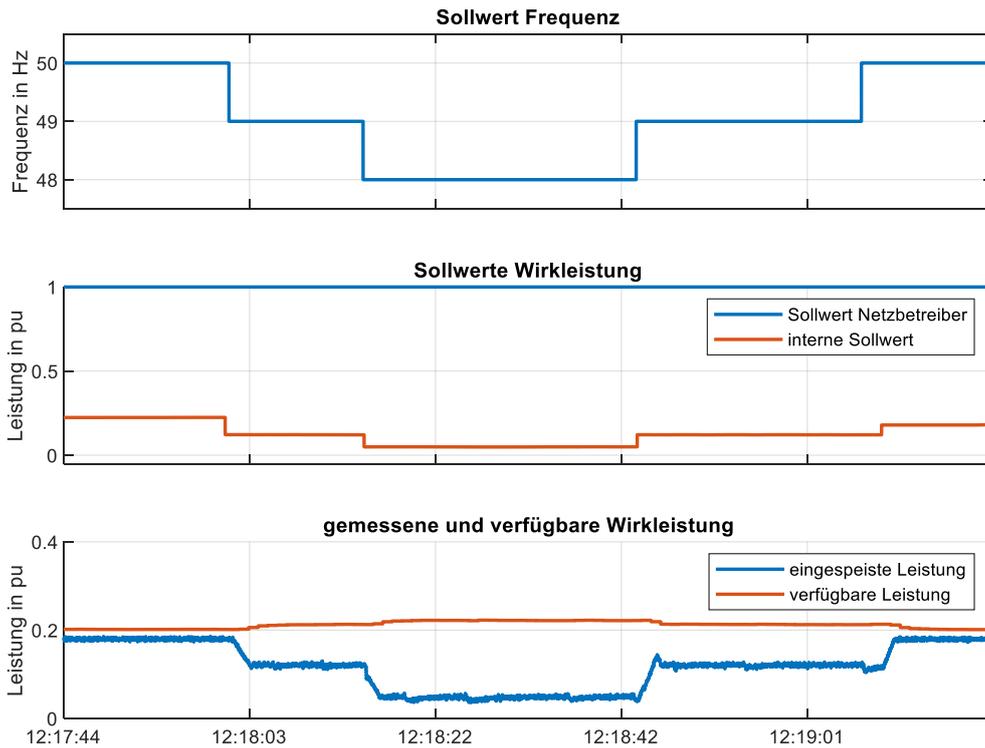


Abbildung 38: P(f)-Verhalten der Störfallregelung bei Änderung der Sollfrequenz

Schwarzfall des Windparks im laufenden Betrieb

Um für den Feldtest gut vorbereitet zu sein, wurde im Labor vorab ein dem Schwarzfall des Windparks ähnlicher Test durchgeführt.

In Abbildung 39 ist der Verlauf des Tests dargestellt. Der Schwarzfall wird in diesem Test durch eine hochspannungsseitige Abschaltung der Spannung simuliert, hier ist der Leistungsschalter geöffnet worden, welches etwa gegen 11:47:30 Uhr erfolgte. Im spannungslosen Zustand wurde die Störfallregelung gegen 11:48:50 Uhr aktiviert. Dadurch wird die Regelung (Control Mode) von Index 2 (P Regelung) auf Index 32 (Störfallregelung) umgeschaltet. Zudem ist noch der Sollwert auf $P_{\max} = 10\% P_{\text{inst}}$ geändert worden. Durch die Wiedereinschaltung des Leistungsschalters hochspannungsseitig erfolgt die Spannungswiederkehr um 11:48:10 Uhr. Die Anfahrprozedur des Windparks hat bis zur Einspeisung um 11:49:50 Uhr ca. 2 Minuten andauert, bevor der Windpark wieder mit der Einspeisung von Leistung beginnt.

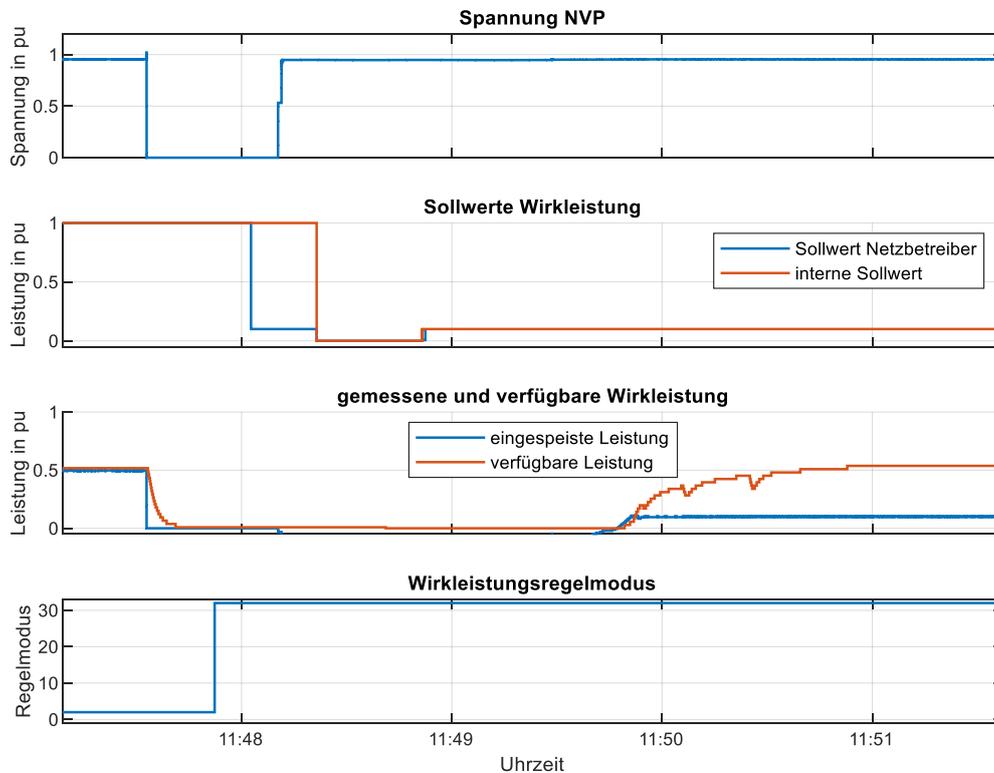


Abbildung 39: Schwarzfall des Windparks im Labor

Kommunikationstest Leistungs-Prognose

Für die Kommunikationstests der Prognose ist die Kommunikationsstruktur nach Abbildung 25 genutzt worden. In diesem Kapitel wird die Umsetzung der in Abschnitt 8.1.1 beschriebenen Prognose erläutert und wie die Kommunikation getestet wurde.

Zweck des Testes war die Konzeptprüfung für das neu implementierte Onsite-Prognosemodul. Zum einen beinhaltet dies die Prüfung der Kommunikationsstrecken mit ihren Teilabschnitten. Hierbei wurde die Kommunikation auf den jeweiligen Streckenabschnitten betrachtet und geprüft. Auch bei einem Ausfall einer Einheit wie z.B. der zentralen Wetterdienste wurde das Verhalten der Onsite-Prognose und deren Kommunikation untersucht.

Der zweite Punkt beinhaltet die Funktionsprüfung des Onsite-Prognosemoduls an sich. Das Modul berechnet auf Basis von Beobachtungsdaten und den Wetterdienst-Prognosemodellen eine Leistung für den Windpark. Diese Prüfung wurde mit künstlich erzeugten Winddaten von

10 m/s berechnet, da es im Labor keine Windmessung gibt. Die Probleme die bei der Prognoseerzeugung entstanden, sind durch diese künstlich erzeugten Winddaten begründet.

In Abbildung 40 ist dargestellt, wie die Prognosedaten auf der Zwischenstation FCU E2 dargestellt werden. Von hieraus gelangen Sie über Schnittstellenumsetzer zum Netzbetreiber.

The screenshot displays the SCADA interface for FCU E2. It is divided into several sections:

- SCADA Communication Parameter:**
 - Protocol Type: P11000
 - Plant Address: P11001
 - Baudrate: P11002
 - UDP Port: P11003
- SCADA MQTT Data:**
 - MQTT Host Name or IP: (empty)
 - MQTT Port: (empty)
 - Connected: (empty)
 - Connection State: (empty)
 - SCADA Serial: (empty)
 - SCADA Host: (empty)
 - Host Name: (empty)
 - Connection Data/Time: 07.12.2021 08:01:59
 - Received Messages: 282
 - Sent Messages: 2458
 - Lost Messages: 0
 - Forecast Timestamp: 2021-12-10-12:11:00.353
- Forecast Messages:** 7
- Last Actualization:** 2021-12-10-12:11:00.358
- Active Power Forecast Data Table:**

	Timestamp	P Average	P Minimal	P Maximal	Standard Deviat
0	2021-12-10-12:00:00.000	4543 kW	52 kW	10347 kW	3313 kW
1	2021-12-10-12:15:00.000	4543 kW	52 kW	10347 kW	3313 kW
2	2021-12-10-12:30:00.000	4522 kW	50 kW	10346 kW	3313 kW
3	2021-12-10-12:45:00.000	4522 kW	50 kW	10346 kW	3313 kW
4	2021-12-10-13:00:00.000	4503 kW	48 kW	10349 kW	3318 kW
5	2021-12-10-13:15:00.000	4503 kW	48 kW	10349 kW	3318 kW
6	2021-12-10-13:30:00.000	4487 kW	45 kW	10355 kW	3326 kW
7	2021-12-10-13:45:00.000	4487 kW	45 kW	10355 kW	3326 kW
8	2021-12-10-14:00:00.000	4474 kW	43 kW	10360 kW	3333 kW
9	2021-12-10-14:15:00.000	4474 kW	43 kW	10360 kW	3333 kW
10	2021-12-10-14:30:00.000	4465 kW	42 kW	10363 kW	3336 kW
11	2021-12-10-14:45:00.000	4465 kW	42 kW	10363 kW	3336 kW
12	2021-12-10-15:00:00.000	4456 kW	41 kW	10364 kW	3338 kW
13	2021-12-10-15:15:00.000	4456 kW	41 kW	10364 kW	3338 kW
14	2021-12-10-15:30:00.000	4447 kW	40 kW	10363 kW	3336 kW
15	2021-12-10-15:45:00.000	4447 kW	40 kW	10363 kW	3336 kW
16	2021-12-10-16:00:00.000	4436 kW	40 kW	10358 kW	3331 kW
17	2021-12-10-16:15:00.000	4436 kW	40 kW	10358 kW	3331 kW

Abbildung 40: Darstellung der Prognosedaten in der FCU E2

Für das Onsite-Prognosemodul sollte bei der Weiterentwicklung der Software die Robustheit der Vorhersagequalität automatisch geprüft werden. Hierzu sind bei den Tests vereinzelt und unsystematisch Probleme bei Ausfällen von Teilstrecken bzw. Einzelkomponenten aufgefallen, die einen manuellen Eingriff zur Korrektur erforderlich machten.

Zusammenfassung

Die Labortests haben gezeigt, dass die Störfallregelung und auch die Prognose wie geplant und implementiert funktionieren. Dadurch war die Grundlage für den Feldtest geschaffen und das Risiko einer Fehlfunktion minimiert.

8.1.3 Feldtests

Um die neuen Funktionalitäten des Störfallmodus und der Prognose nutzbar zu machen, ist neben dem Labortest auch ein Feldtest durchgeführt worden. Diese Umsetzung ermöglicht es dem Netzbetreiber Westnetz, diese Funktionalität auch über die netzbetreibereigene Fernwirktechnik (FWT) direkt in der Leitstelle zu nutzen. Zudem soll der Feldtest Vertrauen

für die Technik schaffen, indem der Störfallmodus implementiert, getestet und demonstriert wird.

Um den Störfallmodus überhaupt sinnvoll nutzen zu können, sind gewisse Voraussetzungen erforderlich. Dazu zählen neben der FCU E2 auch eine USV mit Unterspannungsmeldung, fernbedienbare Leistungsschalter, eine Lichtwellenleiter (LWL) Infrastruktur im Windpark, eine Stations-Fernwirktechnik mit einer Schnittstelle zum Netzbetreiber und zur FCU E2. Die USV gepufferte Versorgung der Schutzgeräte, Leistungsschalter, FCU, Fernwirktechnik und sonstiger Komponenten für die interne und externe Kommunikation ist selbstverständlich erforderlich. Die genannten Punkte werden aber in der Regel an einem Übergabepunkt an einen VNB erfüllt bzw. sind gefordert.

Vorbereitung der Feldtests

Zur Vorbereitung der Feldtests ist nach der Umrüstung von RTU zu FCU E2 die Kommunikation angepasst worden (vgl. Abbildung 25). Es sind zudem neue Datenpunkte für die Prognosedaten, für den Störfallmodus sowie für die Richtfrequenz geprüft worden. Dieses beinhaltet die Schnittstellen zwischen

- FWT und FCU E2,
- FWT und Netzbetreiber Westnetz inklusive FWT-Umsetzer,
- FWT und ENERCON OCC.

Manuelle und automatisch Aktivierung

Die Aktivierung wurde zweistufig getestet: Manuell und automatisch. Für die manuelle Aktivierung bedarf es lediglich einer Befehlsgabe seitens des Netzbetreibers Westnetz. Dieser hat von seinem Netzleitsystem den Befehl erteilt, die Aktivierung in der Anlage vor Ort wurde durchgeführt und die Bestätigung in Form einer Rückmeldung, sowie des neuen gespiegelten $P_{\max} = 10\% P_{\text{inst}}$ Wertes an den Netzbetreiber Westnetz übermittelt.

Für die automatische Aktivierung gemäß der Logik nach Abbildung 27 gibt es 64 mögliche Kombinationen. Alle 64 Kombinationen wurden getestet, wobei lediglich bei drei Fällen (Testfall 62 bis 64) eine Aktivierung erfolgen darf. Die Tabelle 6 zeigt einen Ausschnitt der Testfälle für die automatische Aktivierung.

Tabelle 6: Ausschnitt der Tabelle mit den Testfällen

Testfall	DC Spannung zu gering	Kommunikationsausfall	Schutz-auslösung	Keine Befehls-gabe	Keine Spannung	LS Aus	Automatische Aktivierung	Ergebnis
1	0	0	0	0	1	0	0	Keine Aktivierung
2	0	0	0	0	1	1	0	Keine Aktivierung
3	0	0	0	0	0	0	0	Keine Aktivierung
4	0	0	0	0	0	1	0	Keine Aktivierung
5	0	0	0	1	1	0	0	Keine Aktivierung
6	0	0	0	1	1	1	0	Keine Aktivierung
...
61	1	1	1	1	0	0	0	Keine Aktivierung
62	1	0	1	1	1	1	1	Aktivierung
63	0	1	1	1	1	1	1	Aktivierung
64	1	1	1	1	1	1	1	Aktivierung

Ablauf der Schrittkette

Exemplarisch aus einem Testfall ist in Abbildung 41 die Abarbeitung der Schrittkette dargestellt. Nach der Aktivierung des Störfallmodus und deren Bestätigung an die Leitstelle des Netzbetreibers Westnetz wird die Schrittkette (vgl. Abbildung 26) durchlaufen und es werden die einzelnen Befehle durchgeführt. Der erste Schritt ist die Umschaltung auf den Störfallregler, danach erfolgt die Zuschaltung des 110 kV Leistungsschalters, danach mittelspannungsseitig das Trafefeld gefolgt von den Windparksträngen.

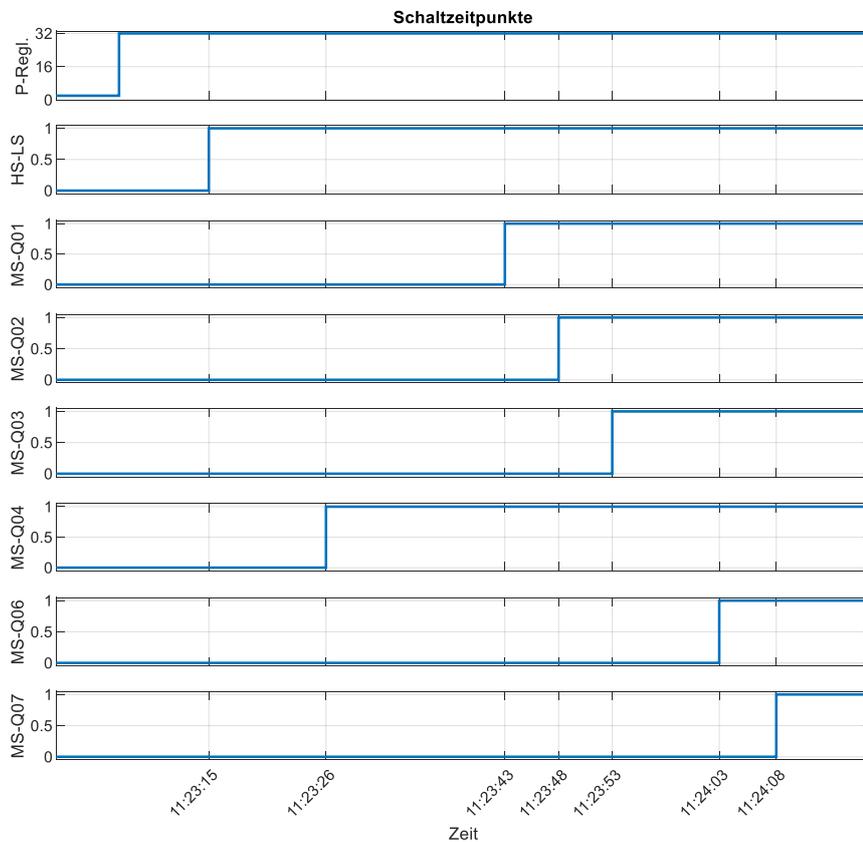


Abbildung 41: Zeitpunkte der einzelnen Zuschaltungen während der Schrittkette

Schwarzfalltest

Damit in diesem Projekt möglichst realistische Feldtestergebnisse abgebildet werden konnten, erfolgten alle Tests in direktem Austausch mit der Leitstelle des NB Westnetz in unterschiedlichen Schritten. Versuche wurden durch Trennung vom 110kV Netz, durch Öffnen des 110kV Leistungsschalters oder durch Abschaltung der vorgelagerten Freileitung zur Simulation eines Blackouts durchgeführt.

Die Abbildung 42 zeigt einen Schwarzfalltest mit aktuell geforderter Anlaufblockade von 600 Sekunden, welcher über das Öffnen des 110kV Leistungsschalters (15:48 Uhr) simuliert worden ist. Nach manueller Aktivierung des Störfallmodus (15:51 Uhr) wird die Schrittkette des Störfallmodus durchlaufen, so dass zuerst die FCU-E2 in den Störfallmodus versetzt wird und $P_{\max} = 10\% P_{\text{inst}}$ als Wirkleistungsvorgabe gesetzt wird. Der 110kV Leistungsschalter wird eingeschaltet und die Spannung bis zu den einzelnen Einheiten (WEA) vorgegeben. Nach

Ablauf der internen Tests des Windparks fängt dieser um 16:04 Uhr an (ca. 15 Minuten nach Spannungsvorgabe), mit dem eingestellten Gradienten für Wirkleistung wieder anzuzuspeisen, bis der $P_{\max} = 10\% P_{\text{inst}}$ erreicht wird. Um 16:08 Uhr wurde durch die Westnetz ein neuer $P_{\max} = 30\% P_{\text{inst}}$ vorgegeben, welcher durch den Windpark auch direkt mit dem eingestellten Gradienten ausgeführt wurde. Um 16:16 Uhr wurde durch die Westnetz der Störfallmodus manuell deaktiviert und ein neuer Wirkleistungssollwert von 100% vorgegeben.

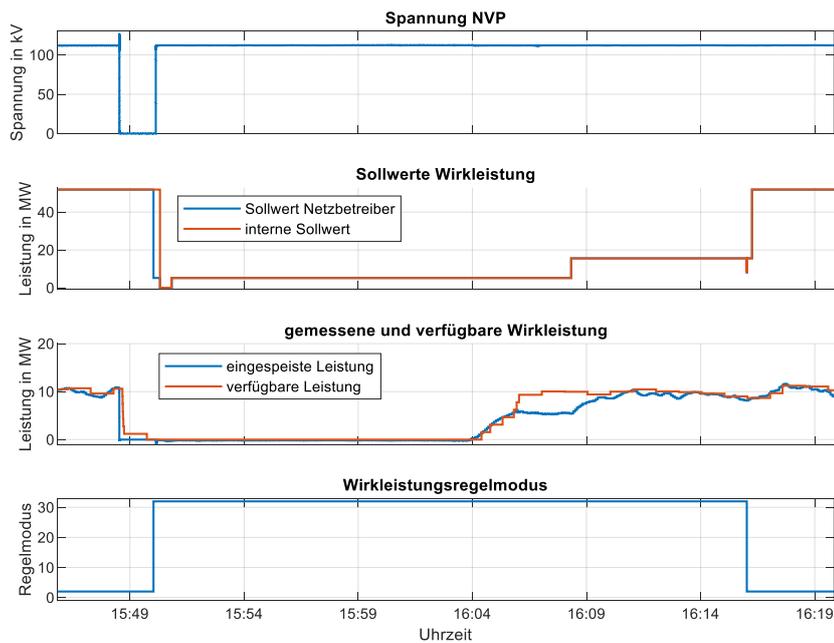


Abbildung 42: Schwarzfalltest mit Anlaufblockade durch Öffnen von 110kV Leistungsschalter

Feldtest 2

Der Feldtest 2 wurde zeitlich versetzt vom ersten Feldtest durchgeführt, damit Anpassungen und Auswertungen aus dem Feldtest 1 erfolgen konnten. Der Feldtest 2 war notwendig, um das Verhalten der Anlage sowie Verbesserungen zum Wiederanlauf des Windparks darzustellen. Bei dem ersten Feldtest war ein Parameterfehler vorhanden, der das $P(f)$ -Verhalten nachteilig beeinträchtigt hatte. Dieses wurde im Feldtest 2 behoben.

Wiederholung Schwarzfalltest

Die Abbildung 43 ist mit dem vorherigen Versuch identisch, jedoch wurde beim Feldtest 2 in Absprache mit der Westnetz die Anlaufblockade (600 Sekunden) für den Windpark deaktiviert. Hierdurch fängt die Anlage bereits nach ca. 5 Minuten nach Spannungsrückkehr

wieder an in das Netz der Westnetz einzuspeisen. Dies ergibt einen zeitlichen Gewinn von knapp 10 Minuten gegenüber dem gleichen Versuch mit Anlaufblockade (siehe Abbildung 42).

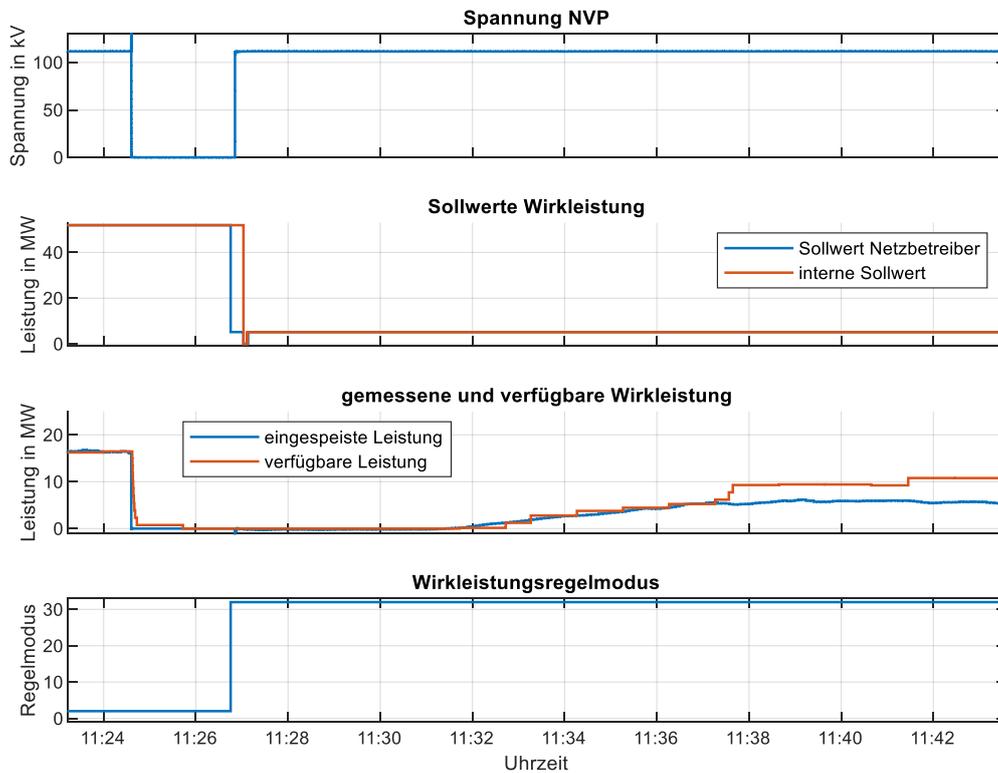


Abbildung 43: Schwarzfalltest ohne Anlaufblockade durch Öffnen von 110kV Leistungsschalter

Schwarzfalltest mit 110kV Freileitung

Die Abbildung 44 zeigt noch einmal die gesamte Kette bei der Simulation eines vorgelagerten Spannungsausfalls (auf der 110kV Freileitung) beim Feldtest 2. Nachdem die Spannung um ca. 12:07 Uhr weggefallen ist, wurde manuell um 13:00 Uhr der Befehl zur Aktivierung des Störfallmodus gegeben. Die Gesamte Anlage hat sich damit in den Zustand versetzt, dass nach Spannungswiederkehr (13:11 Uhr) der Windpark mit $P_{\max} = 10\% P_{\text{inst}}$ wieder angelaufen ist. Nach Spannungswiederkehr, bis zur Einspeisung, hat dies ca. 5 Minuten andauert. Die Westnetz hat im Anschluss den $P_{\max} = 20\% P_{\text{inst}}$ vorgegeben (13:19 Uhr), dann erneut $P_{\max} = 30\% P_{\text{inst}}$ (13:23 Uhr) und im Anschluss auf $P_{\max} = 100\% P_{\text{inst}}$ (13:27 Uhr) angehoben, bevor der Störfallmodus um 13:36 Uhr durch den Netzbetreiber Westnetz deaktiviert wurde. Der Leistungssollwert hat sich nach Deaktivierung nicht verändert.

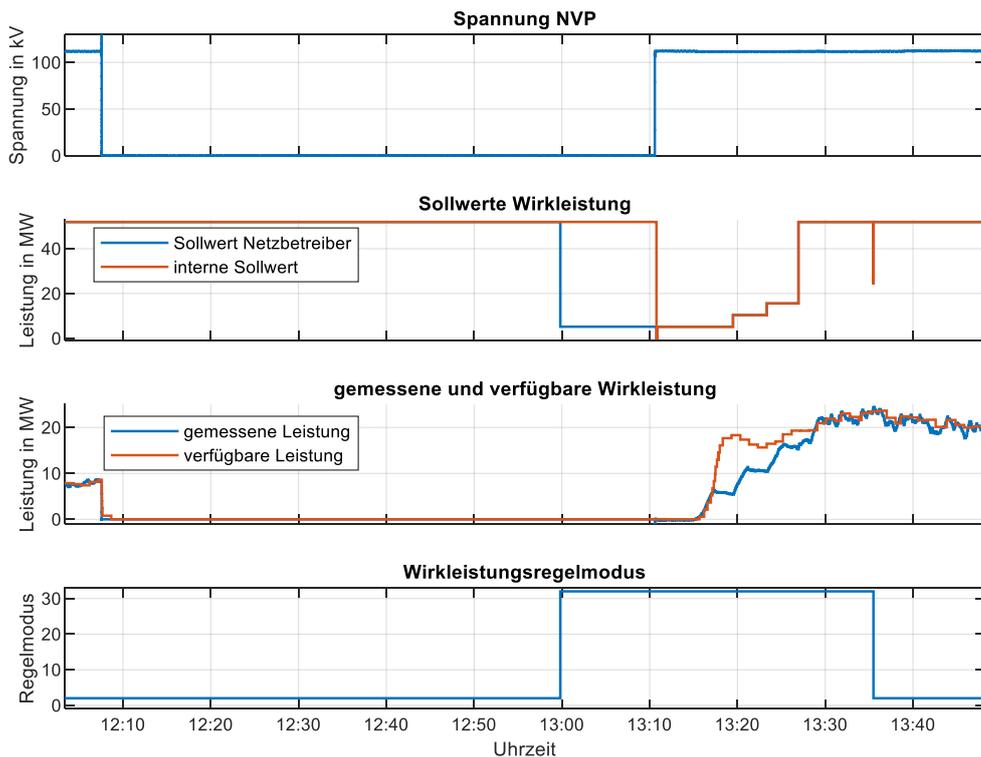


Abbildung 44: Schwarzfalltest ohne Anlaufblockade durch vorgelagerte Abschaltung des 110kV Netz

8.2 Flächenkraftwerk

8.2.1 Ergebnisse FLKW Virtual Lab Tests

Ziel der Virtual Lab Tests ist die Verifikation der gewünschten Funktionsweise des FLKW unter einer realitätsnahen Betriebsumgebung. Um dies erreichen zu können, war die Zielstellung, die Tests mit möglichst vielen angeschlossenen PV-Anlagen durchzuführen. Als angeschlossene PV-Anlagen wurden hierbei die in Unterabschnitt 7.2.4 beschriebenen PV-Emulatoren verwendet, mit denen eine Netztrennung und/oder Kommunikationstrennung simuliert werden kann. Das Testaggregat wurde einmal mit 320 angeschlossenen PV-Emulatoren durchgeführt und im späteren Projektverlauf mit 1.000 PV-Emulatoren auf einer leistungsfähigeren Hardware wiederholt, vergleiche Abschnitt 7.1. Die Ergebnisse der beiden Testläufe waren nicht signifikant unterschiedlich und der zweite Test bekräftigt primär, dass die Ergebnisse aus dem ersten Test auch auf eine höhere Anzahl integrierter DEAs verallgemeinert werden kann, sofern die Hardware auch passend gewählt wird.

Für die Virtual Lab Tests wurden die Cluster (entsprechend den Netzgebieten GGA und THE aus dem Demonstrationsvorhaben, vgl. Unterabschnitt 8.3.2)

- **GGA-Last1:** anliegende konstanter Last: 25,5 MW
- **GGA-Last2:** anliegende konstanter Last: 17,1 MW,
- **THE-Last1:** anliegende konstanter Last: 22,3 MW und
- **THE-Last2:** anliegende konstanter Last: 19,3 MW

in Zusammenschaltung verwendet (vergleichbare Konfiguration zur DUtrain Demonstration – s. Unterabschnitt 8.3.2). Für die Konfiguration der PV-Emulatoren sei auf Unterabschnitt 7.2.4 verwiesen. Jeder PV-Emulator hatte eine installierte Leistung von 0,625 MW, resp. 0,2 MW (und stellte somit ein Aggregat aus mehreren Kleinstanlagen dar) bei 320 bzw. insgesamt 1.000 am Test beteiligten PV-Emulatoren im Fall der ersten Tests (vor allem DUtrain Demo) sowie der abschließenden Skalierungstests vom FLKW im Virtual Lab.

Übersicht über die Virtual Lab Tests des FLKW

Tabelle 7 listet die durchgeführten Testfälle auf.

Tabelle 7 Virtual Lab Test Übersicht mit laufender Nummer und Kurzbeschreibung

Nr.	Bezeichnung
FLKW-VL-1	Leistungseinsenkung unterhalb der maximal möglichen Einspeiseleistung (mE) ohne P-Gradient und konstante Last
FLKW-VL-2	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient und konstante Last mit Kommunikationsabbrüchen bei verschiedenen Anlagen
FLKW-VL-3	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient und konstante Last mit Netzzuschaltungen von initial vom Netz getrennten Anlagen
FLKW-VL-4	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient und konstante Last mit vierstufigen Disaggregationsverhalten hinsichtlich der Anlagensteuerbarkeit
FLKW-VL-5	Leistungseinsenkung unterhalb mE mit P-Gradient und konstante Last

Zusammenfassung der FLKW Virtual Lab Tests

Nachfolgend finden sich die wichtigsten Kernergebnisse der Virtual Lab Tests.

Proof of Concept vom FLKW-Ansatz im Virtual Lab

In den Virtual Lab Tests konnte die generelle Funktionsweise des FLKWs mit einer großen Anzahl integrierter DEA demonstriert und nachgewiesen werden. Hierbei konnte insbesondere der in Unterabschnitt 7.2.2 beschriebene Disaggregationsalgorithmus mit der vierstufigen Sequenzierung der berücksichtigten Ausprägungen der Anlagensteuerbarkeit erfolgreich validiert werden (FLKW-VL-4).

Zudem konnte der resiliente Umgang des FLKWs mit Kommunikationsausfällen (FLKW-VL-2) und Netzzuschaltungen (FLKW-VL-3) nachgewiesen werden. Grundlage für diese Aussage ist eine wie im Virtual Lab sichere und verlässliche Informationsgrundlage und -kenntnis

innerhalb des FLKWs über das Verhalten der angeschlossenen DEAs in den unterschiedlichen Zuständen. Mögliche Quellen dafür sind beispielsweise das Marktstammdatenregister bzw. Informationen aus dem Netzanschlussprozess des Anschlussnetzbetreibers.

Limitierung durch den Steuerungsansatz über die offene Steuerkette

Durch den Ansatz der offenen Steuerkette, vergleiche Abschnitt 7.2.2, kam es in den Tests zu erwarteten kurzen aber teils erheblichen Unter- und Oberschwingern der resultierenden Gesamteinspeisung (FLKW-VL-1, FLKW-VL-4), resp. Residuallast (s. Abbildung 45). Dieses Verhalten legt den Einsatz einer erweiterten Architektur mit einem Regelansatz, z.B. ein proportionaler, integraler und differenzieller Regler, nahe, um diese deutlichen Schwankungen zu vermeiden.



Abbildung 45: Unter- und Oberschwinger der Residuallast (rot) bei konstantem Residuallast-Sollwert (rosa) (als Ergebnis vom Virtual Lab Testfall FLKW-VL-4)

Proof of Concept vom FLKW mit einer hohen Anzahl von DEA

Die Tests (FLKW-VL-1 bis FLKW-VL-5) wurden zunächst im Virtual Lab mit 320 PV-Emulatoren erfolgreich demonstriert. Mit der Anzahl der an den Tests beteiligten Emulatoren steigen jedoch nicht nur die Ressourcenanforderungen des FLKWs, sondern auch die der PV-Emulatoren, die ebenfalls innerhalb des Virtual Labs betrieben wurden. Die Architektur des FLKW wurde jedoch von Beginn an hinsichtlich einer adäquaten Skalierung konzipiert und nutzt dafür auch ein *MongoDB-ReplicaSet* bestehend aus 3 *Members*. Im zweiten Test konnte diese Skalierfähigkeit erfolgreich mit einer performanteren Hardware gezeigt werden. Die Tests wurden dabei mit 1.000 DEA-Emulatoren durchgeführt und hierbei kam es zu keinerlei Betriebseinschränkungen. Es ist also davon auszugehen, dass auch eine noch größere Anzahl an DEA mit entsprechender Hardware erfolgreich in einer einzigen FLKW-Instanz zu betreiben sind. Für darüberhinausgehende Anforderungen ist es prinzipiell möglich, das FLKW selbst in einem geclusterten Betrieb (Master – Slave) zu nutzen.

8.2.2 Ergebnisse FLKW Feldtest

Aufbauend auf einer der wissenschaftlichen Veröffentlichungen zum Kongress der energietechnischen Gesellschaft (ETG-Kongress) im Mai 2023 erfolgt nachfolgend eine Zusammenfassung der Aktivitäten sowie eine Übersicht über die zentralen Ergebnisse des Feldtests vom Flächenkraftwerk [35].

Vergleichbar zu den Feldtests im Windpark der ENERCON bzw. Alterric (vgl. Kapitel 6 & 8.1), in Zusammenarbeit mit der Westnetz erfolgte eine Strukturierung der Funktionstests vom FLKW in sogenannte Testfälle. Bei der jeweiligen Ausführung waren unterschiedliche Tätigkeiten notwendig, wie bspw. vorbereitende Schritte, oder ein aktiver Vorgang für das Abfahren eines Testfalls, als auch nachbereitende Aktivitäten. Alle vorgesehenen Testfälle sind im Oktober 2022 an insgesamt fünf Testtagen überprüft worden.

Übersicht über die Testfälle beim FLKW-Feldtest

Die insgesamt 16 überprüften Testfälle sind grundsätzlich nach drei Grundzielen ausgerichtet und entsprechend wie folgt aufgeteilt (siehe Tabelle 8):

1. FLKW-1 bis -7: Testfälle zur Überprüfung grundlegender FLKW-Fähigkeiten bei konstantem Lastverhalten bzw. mit einfachen Lastsprüngen
2. FLKW-8 bis -12: Identifikation von Rückwirkungen der Anbindung von Einzelanlagen auf das FLKW

3. FLKW-13 und -14: FLKW-Verhalten unter Annahme schwankender Last

Tabelle 8: Übersicht über die Strukturierung der Testfälle im Rahmen des FLKW Feldtests (auf Basis von Tabelle 2 in [35])

Allg. Testziele	Validierung FLKW-Grundfunktionalitäten	Rückwirkungen aufgrund von Einzelanlagenverhalten	FLKW-Verhalten mit schwankender Last
Testfälle	FLKW-1 bis 7	FLKW-8 bis -12	FLKW-13 und -14
Kerninhalte	Konstante Residuallastvorgabe ohne/mit Rampenvorgaben ohne/mit Lastsprüngen	Einzelanlagenverhalten bei Spannungsverlust und -rückkehr mit/ohne IKT-(Teil-)Ausfall	Konstante Residuallastvorgaben ohne/mit Rampenvorgaben bei variabler Last

Für einen weiteren Einblick in die wichtigsten Randbedingungen jedes Testfalls ist in Tabelle 9 im Anhang eine Kurzbeschreibung für jeden Testfall zu finden.

Einführung FLKW Key Performance Indicator (KPI)-Dashboard

Für die Bewertung der Feldtests wurde eine *Streamlit*-Anwendung geschrieben, die auf Basis des FLKW-Verhaltens in den einzelnen Tests eine Aussage trifft, wie gut das FLKW selbst und die jeweilig partizipierenden PV-Feldtestanlagen im Test performt haben [46].

Hierbei wurden im Wesentlichen drei Schwerpunkte in der Beurteilung betrachtet:

- KPI Steuerungsabweichung
- KPI Aktivierungszeiten¹⁸ der Steuerung
- KPI Rampenverhalten

¹⁸ In den Netzanschlussrichtlinien wird als Synonym für den hier verwendeten Begriff der Aktivierungszeit von der *Anschwingzeit* gesprochen [14]

Im **KPI Steuerungsabweichung** findet eine Bewertung statt, wie gut der vorgegebene Residuallast-Sollwert eingehalten werden konnte. Hierfür wird das entsprechende Integral für Über- und Unterschreitung in den Zeiten der aktiven Steuerung berechnet.

Durch den **KPI Aktivierungszeiten der Steuerung** findet eine Bewertung statt, wie schnell die Residuallast- resp. Wirkleistungsvorgaben umgesetzt werden konnten.

Bei Feldtests, in denen eine Rampe für ein Cluster (/ Netzgebiet) vorgegeben worden ist, kann im **KPI Rampenverhalten** die Einhaltung der Rampe auf Aggregats- und Anlagenebene beurteilt werden.



Abbildung 46: KPI-Dashboard – Beispiel KPI Steuerungsabweichung mit Über- und Unterschreitungen des Sollwerts (links) und Beispiel KPI Aktivierungszeiten der Steuerung (rechts)

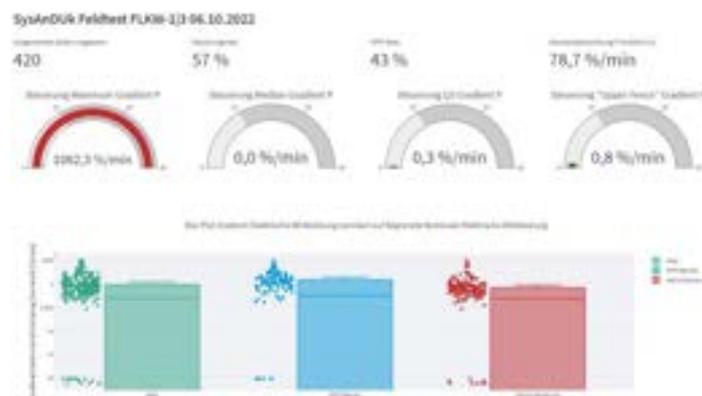


Abbildung 47: KPI-Dashboard – Beispiel KPI Rampenverhalten

Zusammenfassung der FLKW-Feldtestergebnisse

Nachstehend finden sich die wichtigsten Kernergebnisse vom Einsatz des Flächenkraftwerks in einer Feldtestumgebung. Dabei wurden insgesamt 16 Testfälle im Zeitraum vom 06.10. bis zum 28.10.2022 geprüft. Insgesamt verliefen die Feldtests wie geplant und die gesetzten Ziele konnten erreicht werden.

Proof of Concept vom FLKW-Ansatz in einer Feldtestumgebung

Durch die gelungenen Feldtests konnten die Ideen und Konzepte des Flächenkraftwerks erfolgreich demonstriert werden. Dies umfasst eine erfolgreiche Umsetzung des Disaggregationsansatzes aus Unterabschnitt 7.2.2 und einer ausreichenden Steuergenauigkeit und -reaktionsfähigkeit. Es ist jedoch zu beachten, dass das FLKW nur ein Teil in einem verteilten System ist, wo die gesamte Funktionsweise auch abhängig von den anderen beteiligten Systembestandteilen ist. Im Rahmen des Feldtests zeigte sich vor allem die Abhängigkeit von den Steuerungsboxen vor Ort bei den Anlagen.

Starke Einschränkungen durch einfachere Anlagenkommunikation

Im Feld wurde das Kommunikationsprotokoll Modbus TCP verwendet, welches im Feld gerade auch im PV-Umfeld eine starke Verbreitung aufweist. Diese Anlagenkommunikation hat verschiedene Nachteile, die eine präzise Steuerung durch ein System wie das FLKW verhindert. Zum einen sind die Datenpunkte in aller Regel nicht zeitbehaftet, es muss also ein Zeitpunkt für den Messwert FLKW-seitig gesetzt bzw. angenommen werden. Hier wird typischerweise die aktuelle Systemzeit verwendet. Es konnte jedoch in den Tests nachgewiesen werden, dass in der eingesetzten Feldtestkonfiguration mit den verwendeten Steuerboxen sich dadurch eine zeitliche Verfälschung um 20 – 40 Sekunden ergibt. Darüber hinaus ist es problematisch, wenn es keine Möglichkeit zur Verifikation eines übermittelten Sollbefehls existiert. In den meisten anderen Protokollen kann hier eine einfache Prüfung, Plausibilisierung und/oder Validierung stattfinden, bevor der Wert von der Gegenstelle akzeptiert wird. Dies ist bei Modbus TCP nicht möglich. Es ist jedoch möglich dieses Verhalten auch über Modbus TCP mit einem Sollwert-Spiegel Register abzubilden, dies war jedoch mit der vorliegenden Steuerboxkonfiguration nicht der Fall.

Vorgabe von Leistungswerten bei TK-Ausfall kann zum Verlust von Sollwertvorgaben führen

Mithilfe des Testfalls *FLKW-8c: Konstante Residuallast ohne Rampenvorgabe mit einem simulierten TK-Ausfall zu einer PV-Anlage ohne Sollwertwechsel* konnte bewiesen werden, dass selbst nur bei einem Ausfall der TK die Einhaltung eines anliegenden Sollwerts nicht gesichert sein muss. Die Verhaltensvielfalt durch unterschiedliche Steuerboxen, Protokolle und

regulatorische Anschlussbedingungen nach Inbetriebnahmezeitpunkt ist problematisch. Von einem gesicherten definierten Verhalten bei TK-Ausfall ist nicht auszugehen.

Die mögliche Einspeiseleistung einer Anlage muss für die genaue Steuerung und Potenzialabschätzung bekannt sein.

Im Testfall *FLKW-3: Konstante Residuallast mit Rampenvorgabe* konnte die Problematik einer nicht bekannten möglichen Einspeisung gezeigt werden. Im Test wurde deutlich, dass ungenaue bzw. eingeschränkte Informationen zur möglichen Einspeisung schnell einen erheblichen Einfluss auf die Genauigkeit des Steuerungsverhaltens nehmen. Die mögliche Einspeisung ist der zentrale Datenpunkt, um ein exaktes Steuerungspotenzial von fluktuierenden Erzeugern ableiten zu können. Ein prognosebasierter Datenwert ist hierbei unzureichend und es sollte stets eine Möglichkeit der Datenpunktbereitstellung mithilfe einer Erfassung vor Ort geben.

Möglicher Mehrwert von schwarzfallfester IKT für das FLKW bei Netzzuschaltungen

Im Testfall *FLKW-12: Spannungswiederkehr für WR, IKT mit simulierter USV* konnte der Mehrwert einer schwarzfallfesten IKT gezeigt werden. Der Test zeigte, dass durch diesen Umstand anliegende Sollwerte auch nach Spannungswiederkehr des WR eingehalten worden sind. Obgleich sich dieser Test selbstverständlich nicht auf alle Fälle verallgemeinern lässt, so gibt dieser Hintergrund doch ein gutes und hoffnungsvolles Signal für den positiven Mehrwert einer schwarzfallfesten IKT.

8.2.3 Ergebnisse Flächenprognosen Validierung

Probabilistische Auswertung

Die vorhergesagte Wahrscheinlichkeit $F(x)$ wird mit den Beobachtungen verglichen, um deren Qualität zu beurteilen. Der Continuous Ranked Probability Score (CRPS) ist das Standardmaß für die Qualität einer probabilistischen Prognose, definiert als $\overline{CRPS} = \frac{1}{N} \int_{-\infty}^{\infty} [F(X) - H(X - x)]^2 dX$. Der CRPS für jede Beobachtung ist die quadratische Differenz der Werte $F(x)$ und der perfekten Vorhersage mit einer Wahrscheinlichkeit von 100 % für den tatsächlichen Wert, ausgedrückt durch die Schrittfunktion $H(X - x)$. Für eine deterministische Prognose entspricht dieses Gütemaß dem Mean Absolute Error MAE. Der \overline{CRPS} wird dann für alle Beobachtungen berechnet und gemittelt.

Speziell für dieses Projekt wurde auch noch der „CRPS10“ ausgewertet, bei dem nicht die gesamte Verteilung $F(X)$ integriert wird, sondern nur die Beiträge bis zum zehnten Quantil. Dieses wird als Maß für die Zuverlässigkeit der sicher verfügbaren Leistung verwendet.

Auswertung Prognosehorizont

Der Prognosehorizont spielt eine wichtige Rolle für die Unsicherheit von deterministischen und probabilistischen Prognosen, insbesondere für Intraday-Prognosen und Nowcasting mit Messungen. Für die Photovoltaik ist es schwierig, verschiedene Prognosehorizonte zu vergleichen, da beispielsweise Messungen der Wolkenposition vor dem Sonnenaufgang nicht verfügbar sind. Dies hat zur Folge, dass die Vorhersagen verschiedener Zeithorizonte unterschiedliche Tageszeiten beinhalten und im Mittel aufgrund der fehlenden Morgenstunden höher oder niedriger ausfallen, wodurch auch der Fehler höher oder niedriger ausfällt.

Für die Auswertung von zwei Prognosen nach Prognosehorizont, was mit dem meteorologischen Fehler verbunden ist, ist das dann zweckmäßig auf Basis des Clearness-Index auszuwerten. Der Clearness-Index normiert die Einstrahlung mit der theoretischen Einstrahlung eines klaren Himmels bei gleichem Sonnenstand und ist eher unabhängig von der Tageszeit.

Abbildung 48 stellt die probabilistische Qualität des ICON-EU-EPS und des Nowcasting-EPS basierend auf dem Optical Flow gegenüber, die jeweils pixelweise mit den Satellitendaten verglichen werden. Das NWP (numerische Wetterprognose) hat eine geringere Sensitivität bezüglich des Prognosehorizontes, da es nicht jede Viertelstunde über neue Daten zu dem Wolkenstand verfügt. Darüber hinaus liefert das NWP einen mittleren Wert, der zwar große Fehler reduziert, aber keine Details erfasst. Das CMV-EPS hat fast keinen Fehler zu Beginn und bleibt etwa während der ersten 4 Stunden des Prognosehorizonts besser als das NWP. Obwohl die Auflösung des CMV-EPS höher bleibt, nimmt der RMSE über die Zeit zu, was auch der CRPS zeigt. Es ist ein sehr erfreuliches Ergebnis, dass ein Ensemble effektiv und einfach aus der Parteo-Menge berechnet werden kann und dabei einen Clearness-Index in den nächsten Stunden probabilistisch besser vorhersagen kann als ein rechnungsintensives EPS-Wettermodell. Der CRPS kann noch wie in Abbildung 48 in ein *Potential* und ein (systematisches) *Reliability* Teil aufgeschlüsselt werden. Die Verbesserung ist generell wegen des *Potential*, d.h. der besseren Verteilung der höher aufgelösten Prognose.

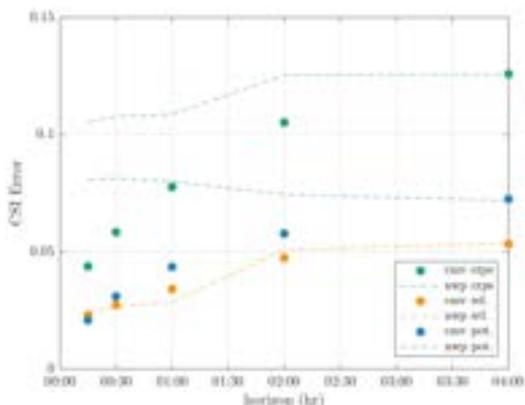


Abbildung 48: Der CRPS pro Prognosehorizont im Oktober 2018 in Deutschland für das CMV-EPS Nowcasting Modell und das ICON-EU-EPS NWP. Dargestellt ist auch die Zerlegung des CRPS in die Anteile „Reliability“ und „Potential“ gemäß [36]

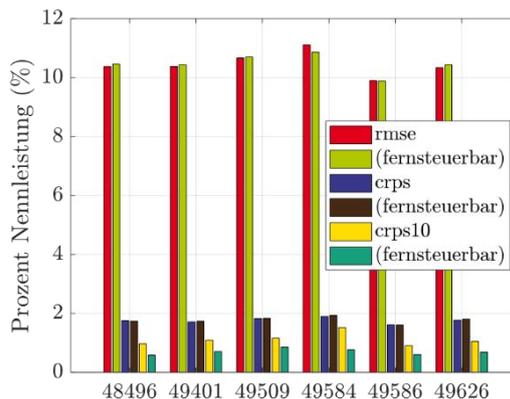


Abbildung 49: Dargestellt sind RMSE, CRPS, und CRPS10 für das Basismodell sowohl für alle PV-Anlagen als auch nur für die fernsteuerbaren PV-Anlagen in den FLKW.

Validierung Flächenkraftwerk auf Postleitzahlen

Die PV-Prognose wird im Vergleich zu den aus den Satellitendaten berechneten Istwerten bewertet. Diese Bewertung entspricht dem meteorologischen bzw. dem probabilistischen Fehler der Prognose und nicht z.B. dem systematischen Fehler der Leistungsberechnung, da die Prognose und der Istwert beide auf dem gleichen Leistungsmodell basieren.

Abbildung 49 vergleicht die Ergebnisse des Basismodells und des in Unterabschnitt 7.3.2 beschriebenen Modells für das fernsteuerbare FLKW. Beide Modelle haben einen ähnlichen RMSE von 10-11 % der Nennleistung und einen CRPS von knapp 2 %. Ein Unterschied zeigt sich nur beim CRPS10, bei dem das Modell für fernsteuerbare Anlagen besser ist und somit die sicher verfügbare Leistung besser vorhersagen kann. Die Verbesserung beträgt 1 % für das Basismodell und ist ungefähr doppelt so gut für die fernsteuerbaren Anlagen. Abbildung 49 zeigt auch, dass der CRPS10 größer ist als ein Zehntel der CRPS. Dies deutet darauf hin, dass die Extreme der probabilistischen Verteilung schwieriger vorherzusagen sind und proportional mehr zum CRPS beitragen. Generell weist das weiterentwickelte Modell eine größere Variabilität in der Prognose und im Istwert auf, da es empfindlicher auf lokalen Änderungen der Einstrahlung reagiert.

Die zweite Auswertung der probabilistischen Prognosen auf der Postleitzahlenebene bezieht sich auf die meteorologischen Eingangsdaten. Abbildung 50 vergleicht den RMSE, den CRPS und den CRPS10 für ICON-EU-EPS sowie für das CMV-EPS Nowcasting mit einem

Prognosehorizont von zwei Stunden. Im Gegensatz zum Ergebnis für den Clearness-Index ist hier das NWP einheitlich um ca. 1% besser. Die Auswertung auf den größeren Flächen spielt sicherlich eine Rolle im Vergleich zu den räumlich höher aufgelösten pixelbasierten Werten des Clearness-Index in Unterabschnitt 8.2.3. Allerdings könnte auch die Skalierung der Satellitenbilder von vormittags auf nachmittags zu einem systematischen Fehler in der *Reliability* des CRPS führen, auch wenn die Clearness zeigt, dass das Nowcasting ein besseres *Potential* hat. Wenn die systematischen Fehler in Zukunft vermieden werden können, sollte das Nowcast grundsätzlich die bessere Prognose sein.

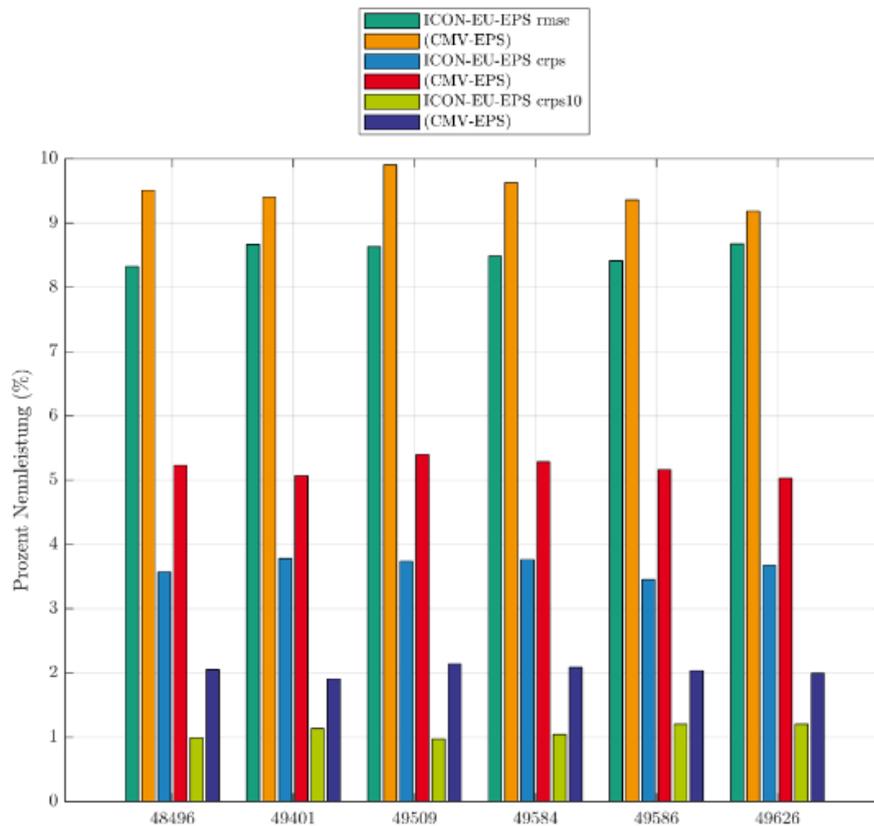


Abbildung 50 RMSE, CRPS, und CRPS10 für ICON-EU-EPS sowie das CMV-EPS Nowcast für die sechs Postleitzahlen.

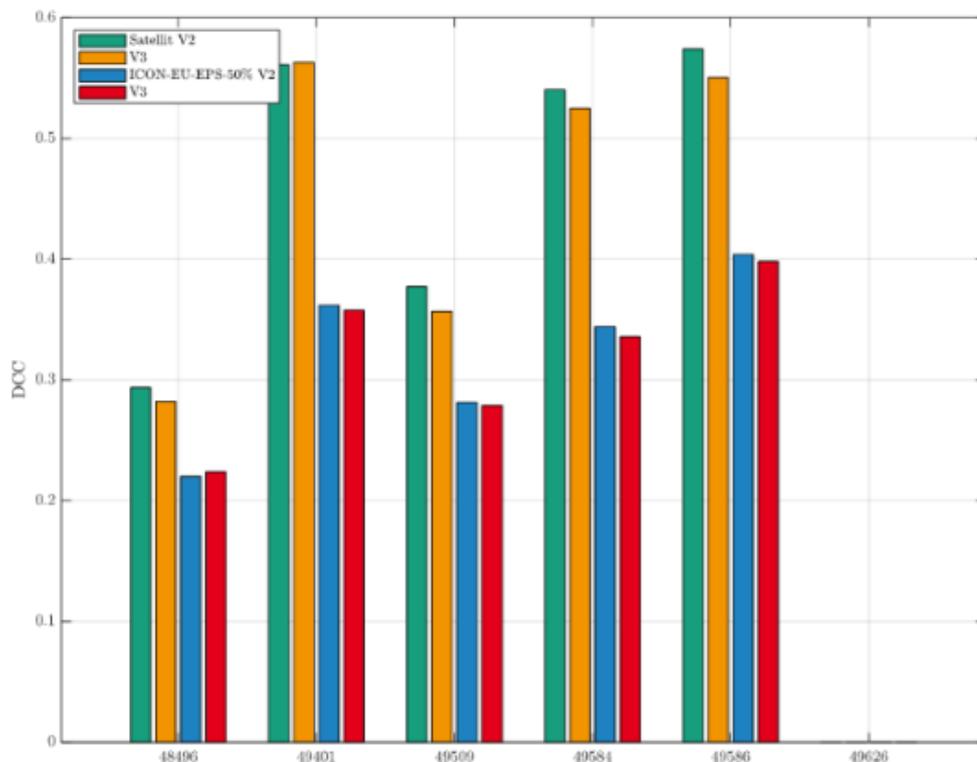


Abbildung 51: Durchschnittliche differentielle Korrelationskoeffizient der PV-Einspeisung des Satellitenistwerts sowie ICON-EU-EPS mit den Abgangsmessungen der residualen Last je Postleitzahl, gewichtet nach der optimierten Zuordnung in 6.1.1. Für die sechste Postleitzahl waren leider nicht alle Messungen verfügbar

Validierung Flächenkraftwerk auf Netzmessung

Um die PV-Prognose mit den tatsächlichen Netzmessungen der Residuallast vergleichen zu können, wird ein „differentieller“ Korrelationskoeffizient verwendet. Dies ist der klassische Pearson Korrelationskoeffizient, der jedoch auf die zeitlichen Gradienten anstatt auf die Werte selbst angewendet wird. Dadurch entsteht eine stationäre Zeitreihe fokussiert auf die Hochfrequenzen, welche eher die Signale der wetterabhängigen Energien beitragen. Damit werden andere Erzeuger und langfristige Trends herausgefiltert.

Das aggregierte Ergebnis ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zusammengefasst. Es gibt nur einen geringen Unterschied zwischen den Korrelationen des Basismodells und des erweiterten Modells mit den Netzmessungen, jeweils für den Satelliten-Istwert und die ICON-EU-EPS-Prognose. Ein großer Unterschied besteht zwischen dem auf

Satellitendaten basierenden Istwert und der Prognose. Hier erreicht der Istwert eine Korrelation zwischen 50 % und 60 % für drei Postleitzahlengebiete. Eventuell könnte dies mit einem perfekten Leistungsmodell verbessert werden, aber in der Praxis ist dies bereits eine sehr hohe Korrelation. Für zwei Postleitzahlengebiete liegt die Korrelation eher bei 30 % und 35 %, vermutlich wegen des hohen Anteils der Windeinspeisung in den Messungen. Die Korrelation der Prognose ist aufgrund des meteorologischen Fehlers niedriger als die des Satellitenistwertes, was eine obere Grenze darstellt. Die drei Postleitzahlengebiete mit der größten PV-Einspeisung zeigen dann noch 10-20 % Luft nach oben in der meteorologischen Prognosequalität bezüglich der Korrelation von PV-Einspeisung und vertikaler Netzlast.

8.3 Demonstrationsvorhaben

8.3.1 Koordinierte Ansteuerung mehrerer Windparks

Nach erfolgreichen Feldtests der im Projekt entwickelten FarmControlUnit (FCU) mit Störfallmodus und der Integration in einen Windpark sowie die Ansteuerung des Windparks aus der Netzleitstelle heraus, wird zum Abschluss die Wirkungsweise für das Netz- und die Systemführung bei Ausrüstung weiterer Windparks mit der FCU untersucht. Hierzu wurde auf dem Trainingssimulator im Projekt das Verhalten eines Windparks und die Steuerung mittels FCU nachgebildet. Für eine ausgewählte Netzgruppe, die ebenfalls im Rahmen des Projekts im Simulator abgebildet wurde, sind nun mehrere Windparks mit einer FCU ausgerüstet und deren Einsatz im Netzwiederaufbau verifiziert. Exemplarisch soll folgendes Szenario die Vorteile der steuerbaren Windparks zeigen.

Schwarzstart mit Gasturbine

Ausgehend von einem Schwarzstart einer Gasturbine erfolgt zunächst eine Lastaufnahme um den stabilen Betrieb der Gasturbine zu gewährleisten. Weiterhin wird ein Netzteil des Hochspannungsnetzes in Betrieb genommen. Über dieses Teilnetz sind weitere Lastaufnahmen möglich wie auch die Spannungsvorgabe an Windparks. Die Höhe der Lastaufnahme, die mit einer Schalthandlung zugeschaltet werden kann, wird durch die Schwungmasse (Momentanreserve) der Gasturbine bestimmt. Die zuschaltbare Lasthöhe beträgt in dem gewählten Beispiel wenige MW. Daraus folgt, dass die Versorgung der Lasten in der Mittelspannungsebene durchgeführt werden muss.

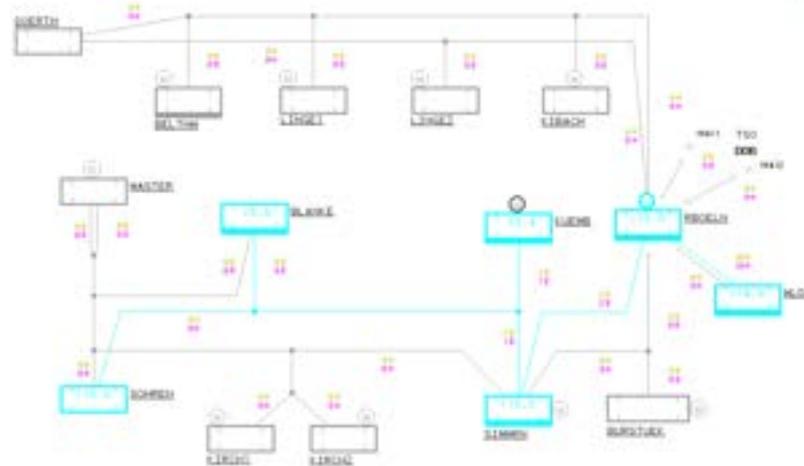
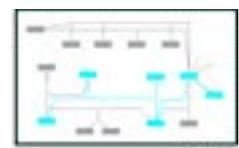


Abbildung 52: Übersicht des Teilnetzes

Abbildung 52 zeigt eine Übersicht über die betrachtete Netzgruppe der Hochspannungsebene. In blau wird das unter Spannung stehende Teilnetz angezeigt. Der Schwarzstart einer Gasturbine erfolgt in der Station RBOELN. Der Windpark hat seinen Netzanschlusspunkt in der Station KUEMB. Lastaufnahmen zum stabilen Betrieb der Gasturbine erfolgen in weiteren Stationen (gekennzeichnet durch ein Rechteck am unteren Teil des ‚Stationskastens‘).

Windpark ohne FCU

Zunächst wird ein Windpark ohne FCU auf das Teilnetz geschaltet. Da dieser Windpark nicht steuerbar ist erfolgt nach einer Anlaufzeit die Einspeisung der verfügbaren Wirkleistung gemäß MPP-Betrieb. Dies führt zu einer Erhöhung der Frequenz in diesem Teilnetz aufgrund des eingespeisten Wirkleistungsüberschusses. Die Gasturbine verringert ihre eingespeiste Wirkleistung gemäß der P/f-Statik und verlässt den stabilen Arbeitsbereich. Eine weitere Lastaufnahme muss erfolgen, um die Gasturbine wieder in einem stabilen Zustand betreiben zu können. Wiederum zeitverzögert wirken die nicht steuerbaren DEA in den unterlagerten und von der Netzleitstelle nicht einsehbaren Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannung mit Wind- PV-Durchdringung). Durch diesen zusätzlichen Wirkleistungsüberschuss gerät die Gasturbine in Rückleistung und trennt sich vom Netz. Diese Situation endet mit einem erneuten Netzzusammenbruch.

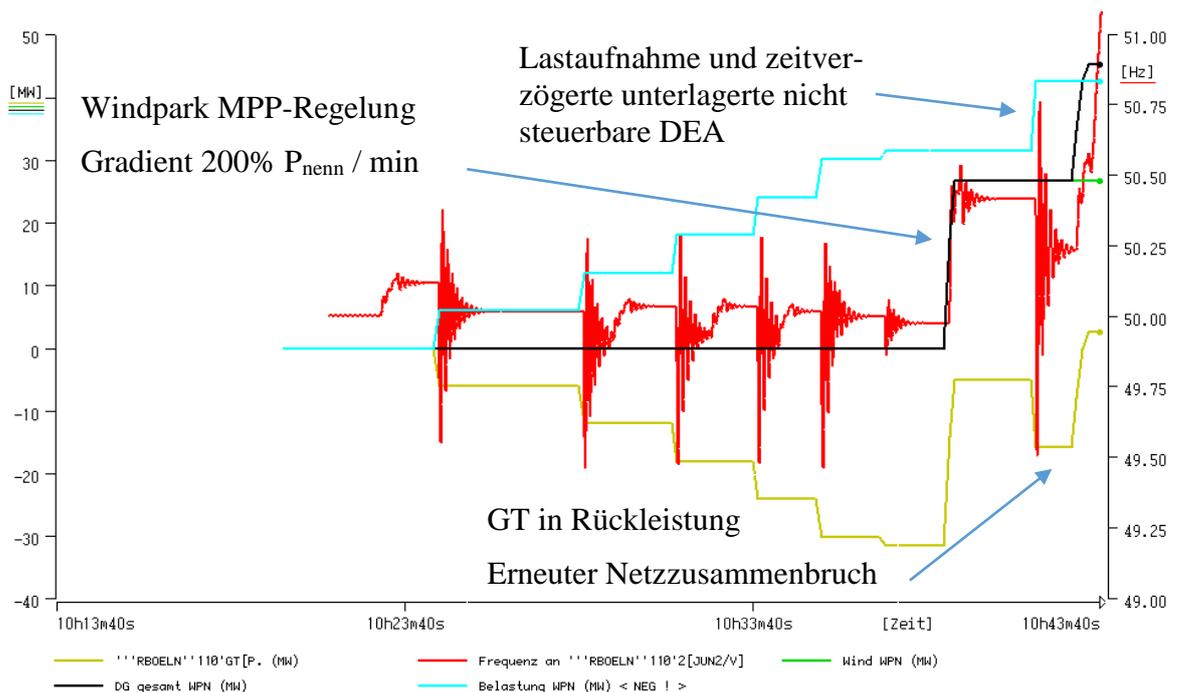


Abbildung 53: Zeitlicher Verlauf des Netzwiederaufbaus

Die Abbildung 53 zeigt (von links nach rechts) die Ausführung des Schwarzstarts sowie die Belastung der Gasturbine bis zu einer Wirkleistungsabgabe, die einen stabilen Betrieb ermöglicht (rot – Frequenz, gelb – Wirkleistung der Gasturbine, blau – Lastaufnahme). Im Anschluss wird der Windpark im MPP-Modus zugeschaltet. Es erfolgt die weitere

Lastaufnahme sowie die zeitverzögerte Rückspeisung (schwarz – Summe der eingespeisten Wirkleistung von DEA) aus unterlagerten nicht einsehbaren Spannungsebenen. Diese Vorgehensweise endet im erneuten Netzzusammenbruch.

Windpark mit FCU und Störfallmodus

Nach erfolgtem Schwarzstart, der für den stabilen Betrieb erforderlichen Lastaufnahme und der Spannungsvorgabe im Teilnetz wird nun ein Windpark mit FCU und aktiviertem Störfallmodus zugeschaltet. Der Gradient zur Leistungssteigerung mit $10\% P_{\text{nenn}}/\text{min}$ und die aktivierte P(f)-Statik (5%) entsprechen den Werten der Gasturbine, so dass regelungstechnisch ein möglichst gleiches Verhalten von Windpark und Gasturbine realisiert wird. Weiterhin ist der Windpark in seiner Wirkleistungseinspeisung auf 10% seiner Nennleistung begrenzt. Die anschließende Lastaufnahme wird nun anteilig von dem Windpark und der Gasturbine mit ihrer über die P/f-Statik aktivierten zusätzlich eingespeisten Wirkleistung übernommen. Die Frequenz sinkt dabei unter die vorgegebene Richtfrequenz (50Hz). Zeitverzögert wirken nun wieder die nicht steuerbaren und nicht einsehbaren Einspeisungen der unterlagerten Spannungsebenen. Über die P/f-Statik werden die einspeisenden Wirkleistungen der Gasturbine und des Windparks reduziert. Der Windpark wird nahe 0 MW abgeregelt, die Gasturbine verbleibt trotz Abregelung der Wirkleistung im stabilen Arbeitsbereich. Der Netzwiederaufbau kann fortgesetzt werden.

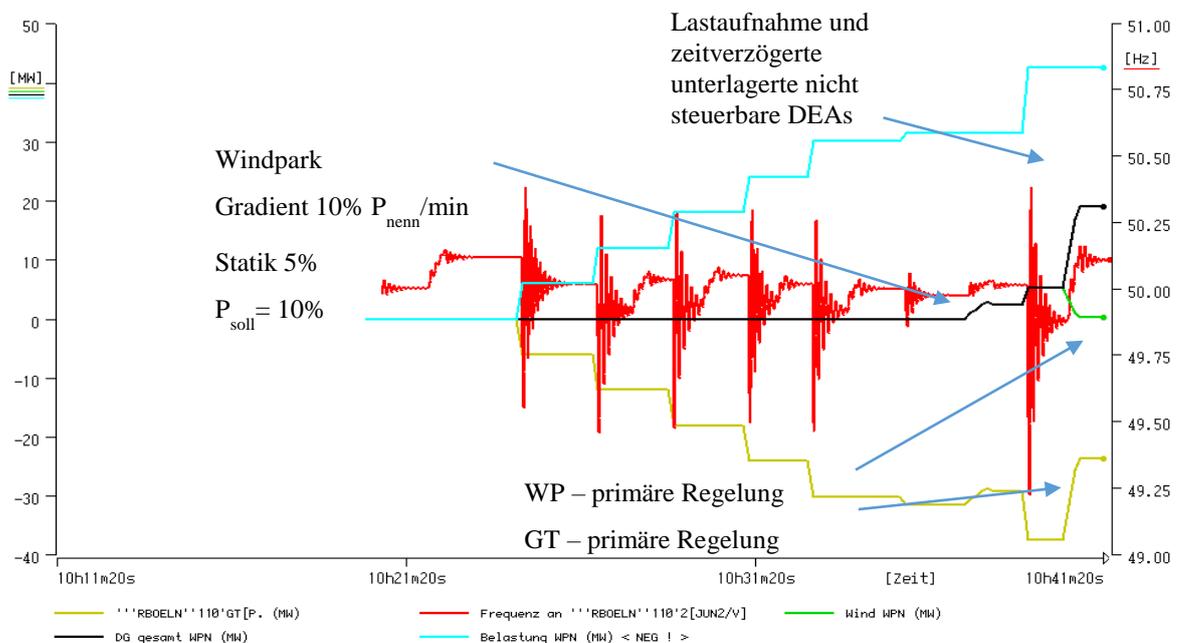


Abbildung 54: Zeitlicher Verlauf mit Beitrag des Windparks an der Wirkleistungsregelung

Abbildung 54 zeigt den Gleichlauf von Gasturbine und Windpark bei der Wirkleistungseinspeisung. Durch die erhöhte Einspeiseleistung (schwarze Kurve) aus den unteren Spannungsebenen steigt die Frequenz über den Richtwert von 50Hz. Die primären Regelungen von Gasturbine (gelbe Kurve) und Windpark (grüne Kurve) reduzieren gemäß ihrer P/f-Statik ihre Einspeiseleistungen.

Einsatz weiterer Windparks mit FCU im Störfallmodus

Im anschließenden Verlauf des Netzwiederaufbaus werden wechselwirkend weitere Windparks mit FCU im Störfallmodus hinzugenommen und weitere Lasten zugeschaltet. Mit der Lastaufnahme folgen zeitverzögert weitere nicht steuerbare und nicht einsehbare Wirkleistungseinspeisungen aus den unterlagerten Spannungsebenen. Windparks und die Gasturbine regeln über ihre P/f-Statik die Wirkleistungseinspeisung. Die Rückkehr zur Richtfrequenz erfolgt durch Sollwertvorgaben für die Wirkleistung an die Windparks. Die Gasturbine ändert ihre Wirkleistungseinspeisung allein anhand der P/f-Statik. Auf diese Weise kann der Netzwiederaufbau fortgesetzt und erfolgreich abgeschlossen werden.

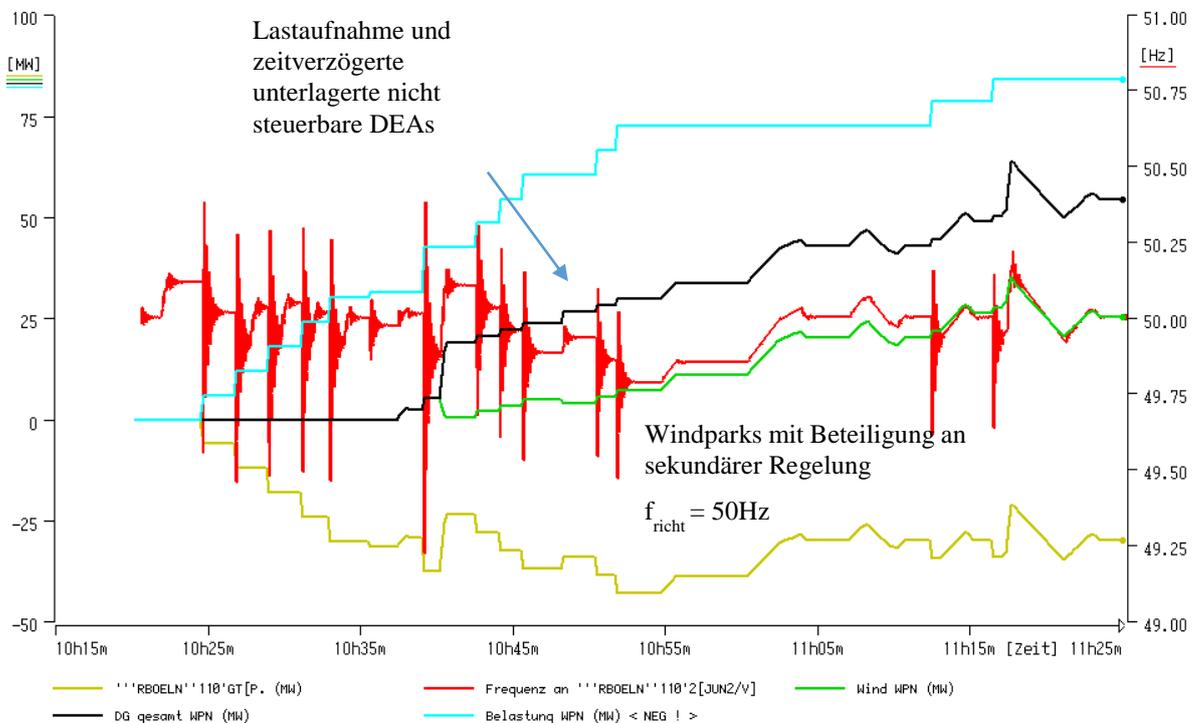


Abbildung 55: Zeitlicher Verlauf mit Beteiligung von Windparks an der Netzregelung

Im weiteren Verlauf des Netzwiederaufbaus fällt die Frequenz unter den Richtwert von 50Hz. Über die Netzregelung erhöhen die Windparks ihre eingespeiste Leistung (grüne Kurve) und führen die Frequenz wieder auf den Richtwert. Zeitgleich reduziert die Gasturbine gemäß ihrer P/f-Statik die eingespeiste Wirkleistung (gelbe Kurve). Somit wird entsprechende primäre Regelleistung frei und es können weitere Lastzuschaltungen vorgenommen werden.

Mit zunehmender Anzahl an steuerbaren Windparks erhöht sich der Aufwand der manuellen Sollwertanpassungen für die Wirkleistungseinspeisungen. Dieses beruht auf den zum Teil kleinen Regelleistungsbändern (Windparks im Bereich bis etwa 10 MW installierter Leistung) in denen sich die Sollwertänderungen bewegen können. Hier bietet sich eine automatische Regelung nach dem Prinzip der Netzregelung an. Nach Abklingen der durch die P/f-Statik hervorgerufenen schnellen Wirkleistungs- und damit Frequenzänderungen setzt die nachgeschaltete sekundäre Netzregelung ein. Diese nutzt die von den Windparks bereitgestellten sekundären Regelbänder und führt die Frequenz durch automatische Vorgabe von Wirkleistungssollwerten an diese, an der Netzregelung beteiligten, Windparks durch.

Fazit

Dieses hier gezeigte exemplarische Demonstrationsvorhaben zeigt den durchaus sinnvollen Einsatz der im Projekt entwickelten FCU mit Störfallregelung für die Integration von Windparks in die Erzeugungslandschaft. Aus Sicht der Netz- und Systemführung besitzen Windparks mit aktivierter Störfallregelung einen definierten Zustand bei Spannungswiederkehr und zeigen ein definiertes Verhalten im Betrieb. Hinzu kommt die Ansteuerung durch den Netzbetreiber aus seiner Leitstelle heraus, so dass ein koordinierter Einsatz der Windparks möglich ist.

Grundsätzlich lassen sich auch Szenarien bedenken, die von dem hier verwendeten Szenario abweichen. In erster Linie ist dafür das Winddargebot entscheidend. Hier spielen nun die Prognosen eine wichtige Rolle, die für den Einsatz des Windparks einschließlich seiner Regelmöglichkeiten und Wirkleistungsreserven von Bedeutung sind. Zusätzlich muss die sichere IKT-Anbindung des Windparks an die Leitstelle des Netzbetreibers gewährleistet sein.

Werden mehrere Windparks mit entsprechender FCU im Störfallmodus betrieben, liegt die Organisation ihres koordinierten Einsatzes in der Hand des Netzbetreibers. Hierzu sind die erforderlichen Funktionalitäten zur Beobachtung und Steuerung in die Leitstelle des Netzbetreibers zu integrieren. Herausfordernd sind unter anderem die Anzahl der zu steuernden Anlagen, die Aggregation von mehreren bis vielen parkscharfen Prognosen wie auch die Netzregelung. In dem hier verwendeten Beispiel arbeitet die Netzregelung ausschließlich für die gewählte Netzgruppe und liefert zufriedenstellende Ergebnisse. Zukünftig muss noch die Netzregelung für die weitere Vorgehensweise im Netzwiederaufbau untersucht werden, wenn mehrere Netzregler gemeinsam im Verbund agieren (Kopplung mit dem vorgelagerten Netz/Übertragungsnetz). Hier wird davon ausgegangen, dass nun mehrere dieser Netzregler gemeinsam auf das Netz eingesetzt werden. Insbesondere der Datenaustausch für die Regelreserven, die Ableitung von verfügbaren Leistungen und der Austausch von Daten und Informationen sowie das generell zu verwendende Netzregelung bei hierarchischer Netz- und Systemführung zwischen den jeweiligen Leitstellen müssen zukünftig untersucht werden, so dass auch bis zur Herstellung der überwiegenden Wiederversorgung über alle Spannungsebenen eine sichere und kontinuierliche Durchführung des Netzwiederaufbauprozesses durchgeführt werden kann. Hierbei ist weiterhin zu

berücksichtigen, dass die Vielzahl der DEA nicht mit Personal besetzt sind und somit die Variante des fernmündlichen Austausches ausscheidet und somit über die Fernwirktechnik abgebildet werden muss.

Ein wesentliches Manko für den Netzwiederaufbau liegt in der Tatsache, dass die Windparks keinen Beitrag zur Schwungmasse liefern. Somit verbleibt auch mit fortgeschrittenem Netzwiederaufbau die Lasthöhe die mit einer Handlung zugeschaltet werden kann, bei wenigen MW. Das bedeutet einen hohen Schaltaufwand in der Mittelspannung, da nur einzelne Abgänge zugeschaltet werden können. Hier ist noch eine Lösung zu suchen, die nun die zuschaltbare Lasthöhe vergrößert, so dass bei weiterem Fortschritt des Netzwiederaufbaus die Versorgung aus dem Hochspannungsnetz erlaubt und so den hohen Schaltungsaufwand verringert. Hier bietet sich beispielsweise eine P/f-Regelung an, deren Anregelzeit deutlich geringer ist, als sie bei der primären Regelung verwendet wird (FFR – Fast Frequency Response)

8.3.2 DUtrain Demo – Einsatz des Flächenkraftwerks beim NWA

Als zusätzliche Erprobung vom Flächenkraftwerk neben dem Einsatz im Feld (siehe Abschnitt 8.2.2) erfolgte eine Demonstration des Systems in einer möglichen zukünftigen Einsatzumgebung, die Netzleitwarte eines VNB (in kurz: *DUtrain Demo*). Um eine prototypische Umsetzung zu ermöglichen fand das Zusammenspiel vom FLKW mit dem bereits eingeführten Netzbetriebssimulator von DUtrain statt. Das Vorgehen sowie die Ergebnisse dieser Demonstration sind zusätzlich in dieser Veröffentlichung detailliert zu finden: [34].

Für dieses übergeordnete Ziel fand am 23.06.2022 die Demonstration im Rahmen einer definierten Netzwiederaufbausituation statt (vgl. Abbildung 56). Diese Situation sah einen isolierten NWA innerhalb eines Verteilnetzes vor (*DSO 2*), bei dem keine benachbarten VNB (*DSO 1*) oder der übergeordnete ÜNB unterstützen konnten. Hintergrund dieser Annahme war die Reduktion von Komplexität in der praktischen Durchführung der Demonstration, sowie eine Fokussierung auf den vorgesehenen Einsatzort vom FLKW, den Netzebenen 5 – 7.

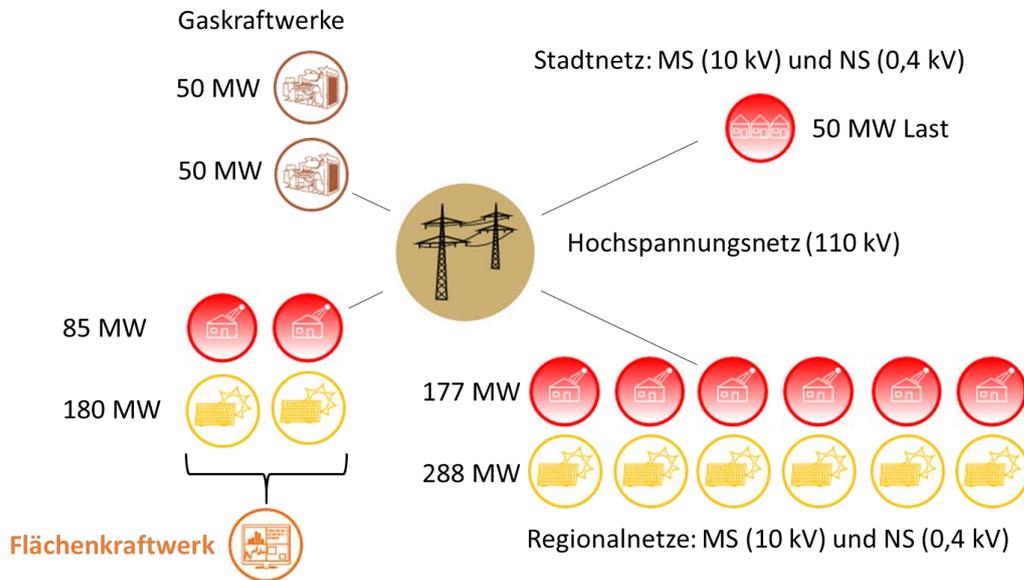


Abbildung 56: DUtrain Demo – Schematische Darstellung der Netzkonfiguration der FLKW-Demonstration im Virtual Lab im Zusammenspiel mit dem DUtrain Netzsimulator (angepasste und übersetzte Abbildung 4 aus [34])

Innerhalb dieses Verteilnetzes gab es ein detailliert abgebildetes Hochspannungsnetz (110 kV) mit vier unterlagerten, allgemeinen Systembestandteilen. Erstens, zwei 50 MW Gaskraftwerke, die über ihre Schwarzstartfähigkeit das Verteilnetz wieder unter Spannung setzen konnten sowie im weiteren Verlauf des NWA u.a. die Frequenzhaltung mithilfe einer Leistungs-Frequenzregelung unterstützten. Als erster Lastgeber für die Gaskraftwerke stand eine ausschließliche Last (reine Belastung ohne Erzeugung) in der Form eines Stadtnetzes (10 kV MS & 0,4 kV NS: bis zu 50 MW Last) zur Verfügung. Dritte Komponente in der Konfiguration war das Vorhandensein von acht Regionalnetzen (jeweils 10 kV MS & 0,4 kV NS). Von diesen acht Netzen waren ausschließlich zwei Netze über das eingesetzte FLKW prinzipiell überwacht- und steuerbar (diese Netzgebiete werden mit GGA und THE bezeichnet und beinhalten insgesamt bis zu 85 MW Last und bis zu 180 MW PV-Erzeugung). Grundsätzlich waren alle Regionalnetze stark PV-dominiert, sodass in Abhängigkeit des gewählten Szenarios mit hoher Sonneneinstrahlung bei einer Zuschaltung jeweils mit einer Rückspeisung zu rechnen war.

Neben der allgemeinen Ausgestaltung der Netzkonfiguration sind zusätzlich die eingesetzten Komponenten zu beachten. Abbildung 57 bietet an diesem Punkt eine Übersicht. Auf der einen Seite war hier der Netzführungssimulator von DUtrain ein essentieller Teil der

Demonstration. Dieser bot die Möglichkeit, das Netzverhalten aller Systembestandteile echtzeitnah zu simulieren (u.a. P(f)-Verhalten der PV-Anlagen). Dabei wurden die eingeführten Regionalnetze als kombinierte Lasten und Erzeuger vereinfacht abgebildet (Mittel- und Niederspannungsnetze aggregiert). Neben dem Simulator von DUtrain kam das FLKW in Kombination mit 320 PV-Emulatoren innerhalb der Virtual Lab Umgebung zum Einsatz (jeweils 625 kW installierte Leistung, 0/1-Steuerung, Näheres s. Unterabschnitt 7.2.4 sowie [34]). Aufgrund des Fehlens einer automatisierten Schnittstelle zum Netzbetriebsführungssimulator musste die Kopplung vom FLKW mit den zwei integrierten Regionalnetzen sowie den zugehörigen PV-Emulatoren über zwei manuelle Schnittstellen erfolgen. Über den ersten Weg konnte per *Python*-Skript eine Ansteuerung der PV-Emulatoren vorgenommen werden (bspw. Hinterlegung von Wirkleistungszeitreihen oder Anlagendaten). Deren Zuschaltung erfolgte im Gleichtakt zur Lastzuschaltung. Dies bedeutete eine Gleichverteilung der PV-Emulatoren auf einzelne Netzstränge (in jeweils 5 % Schritte der Transformator-Last). Dabei wurde festgelegt, wenn eine Zuschaltung im DUtrain Simulator erfolgte, entweder ein Abgang oder die Hälfte der Abgänge, was der Zuschaltung eines Transformators entspricht, in einem Vorgang zuschaltbar sein sollten. Da im FLKW gleichzeitig die Lastzeitreihen hinterlegt waren, konnte über die Kombination aus den Echtzeitdaten der PV-Emulatoren die Residuallast echtzeitnah kalkuliert werden. Über die manuelle Schnittstelle zum DUtrain Simulator konnten diese Werte in den Simulator für die zwei überwachten FLKW-Regionalnetze überführt werden.

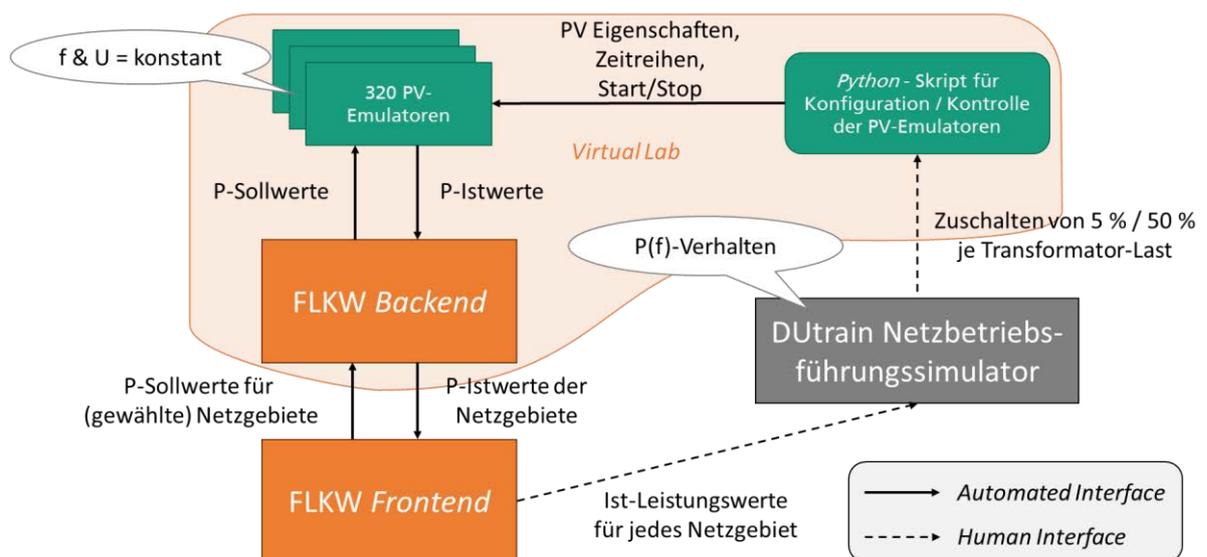


Abbildung 57: DUtrain Demo – Vereinfachte Übersicht über die eingesetzten Komponenten

In der Ausführung sah die DUtrain Demo grundsätzlich zwei verschiedene Szenarien vor. Diese wurden vollständig konträr zueinander gestaltet, im Sinne eines *Worst-Case* und *Best-Case*-Szenarios. Das Worst-Case-Szenario sah keinerlei Steuerbarkeit von den PV-Anlagen innerhalb der Regionalnetze vor. Im Best-Case-Szenario waren hingegen die PV-Anlagen innerhalb der FLKW-Regionalnetze vollständig fernsteuerbar. Identisch in beiden Szenarien waren die Ausgangsbedingungen im Netz. Zur Fokussierung auf die für den aktiven FLKW-Einsatz besonders relevante NWA-Phase der Lastzuschaltungen waren zu Beginn der DUtrain Demo bereits beide Gasturbinen zur Hälfte ausgelastet aufgrund der passenden Zuschaltung des Stadtnetzes. Damit konnte sofort mit einem hohen Leistungs-Frequenz-Regelvermögen der Gasturbinen gestartet werden. Hinsichtlich der vordefinierten Last- und Erzeugungszeitreihen wurde aufgrund der manuellen Schnittstellen zwischen FLKW und DUtrain Simulator auf sehr vereinfachte konstante Lasten und Erzeugungen gesetzt (u.a. mE aller PV-Anlagen inkl. der PV-Emulatoren in den FLKW-Netzgebieten von 90 % der installierten Leistung).

Worst-Case-Szenario

Das Ergebnis vom Worst-Case-Szenario ist in Abbildung 58 kompakt dargestellt. Über den Verlauf der Demo fand eine kontinuierliche Zuschaltung von Abgängen mit Lasten innerhalb der Regionalnetze statt. Bei jeder Zuschaltung ist erkennbar, dass die Gesamtlast im betrachteten Verteilnetz zunimmt (in Türkis). Gleichzeitig ist ersichtlich, wie mit jeder Lastzuschaltung die gesamte PV-Erzeugungsleistung (in Gelb) anwächst. Zudem ist bei jeder Schalthandlung die Reaktion der Frequenz (in Rot) deutlich sichtbar. In diesem Zuge ist zu beachten, dass der Frequenzschutz (bspw. ab 50,2 Hz) während der gesamten DUtrain Demo deaktiviert wurde (ermöglichte u.a. schnellere Schalthandlungen beim NWA). Die Frequenzausschläge wurden bei jeder Lastschaltung durch die Leistungs-Frequenz-Regelung der Gasturbinen weitestgehend ausgeregelt sowie die Einhaltung der Nennfrequenz von 50 Hz über eine Arbeitspunktreaktion der Gasturbinen erreicht (in schwarz). Dieses Vorgehen wurde dann schrittweise für weitere Lastzuschaltungen der Regionalnetze vorangetrieben bis die Mindestleistung der zwei Gasturbinen erreicht war. Ab diesem Zeitpunkt war ein weiterer, stabiler NWA innerhalb des betrachteten Verteilnetzes nicht mehr möglich ohne die potenzielle Hilfe benachbarter Netzbetreiber.

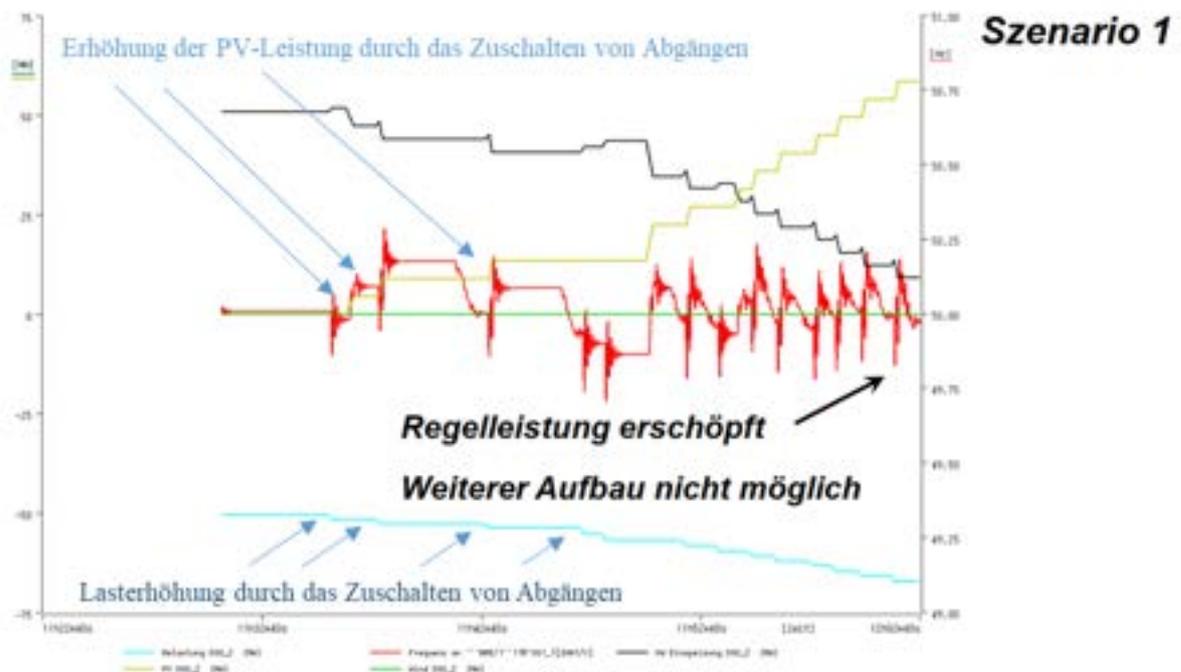


Abbildung 58: DUTrain Demo – Worst-Case-Szenario: Zeitreihenverläufe des DUTrain-Netzbetriebssimulators mit gezielten Anmerkungen (angepasste und übersetzte Abbildung 5 aus [34])

Best-Case-Szenario

Als konträre Situation, dem Best-Case-Szenario, stellt sich ein anderes Bild dar wie aus Abbildung 59 deutlich wird. In diesem Fall wurde die schwarzgestartete Netzinsel zu Beginn ausschließlich erweitert über Regionalnetze mit dem FLKW. Zu Beginn war das FLKW noch ausschließlich im passiven Modus, also gab es keine Residuallastvorgabe für die zwei FLKW-Netzgebiete. Später, um ca. 15:25 Uhr wurden jedoch Vorgaben gemacht, sodass ein koordinierter Aufbau im Zusammenspiel mit den zwei Gasturbinen möglich war. Dabei wurde das FLKW zunächst mit einem Residuallastsollwert von 0 MW betrieben um eine Arbeitspunktanpassung der Gasturbinen unnötig werden zu lassen (summierte Gasturbinenerzeugung in dunkelblau). Um 15:30 Uhr fand dann die erste Lastzuschaltung eines Lastabgangs statt. Ergebnis nach einigen Minuten ist die automatische Rückführung der Frequenz auf den Nennwert von 50 Hz durch Aktivität des FLKW. Um das FLKW-Vermögen innerhalb eines starken Lastsprungs, welcher in der Praxis zu vermeiden wäre, auszutesten, fand eine Zuschaltung von sieben Abgängen statt. In diesem Fall wurden die oberen und unteren Frequenzgrenzen deutlich überschritten. Nichtsdestotrotz ist auch hier das FLKW grundsätzlich fähig, durch Leistungsanpassung nach einigen Minuten den Arbeitspunkt der

Gasturbinenkraftwerke wieder auf die Soll-Leistung und die Frequenz wieder auf den Nennwert zurückzuführen.

Im zweiten Teil des Best-Case-Szenarios wurde wieder auf Gebiete ohne FLKW zurückgegriffen. Ergebnis der zwei Handlungen ist wie beim Worst-Case Szenario eine Frequenzzunahme (in hellblau) aufgrund des Leistungsüberschusses in den jeweiligen Abgängen. Um dieses Ungleichgewicht auszugleichen, kam wieder das FLKW mit den darunterliegenden Regionalnetzen zum Einsatz. Mit der Vorgabe eines negativen Residuallastsollwerts für die zwei Netzgebiete konnte die Nennfrequenz annähernd erreicht werden, da das FLKW die PV-Erzeugung (in Gelb) entsprechend reduzierte. Ab diesem Zeitpunkt wäre im Vergleich zum Worst-Case-Szenario eine Fortsetzung des NWA bei vergleichbarer Gesamtlastzuschaltung möglich gewesen, da die Gasturbinen ihren initialen Arbeitspunkt mithilfe des FLKWs weiterhin einnehmen konnten und damit maximale Regelfähigkeit in beide Richtungen zur Verfügung hatten.

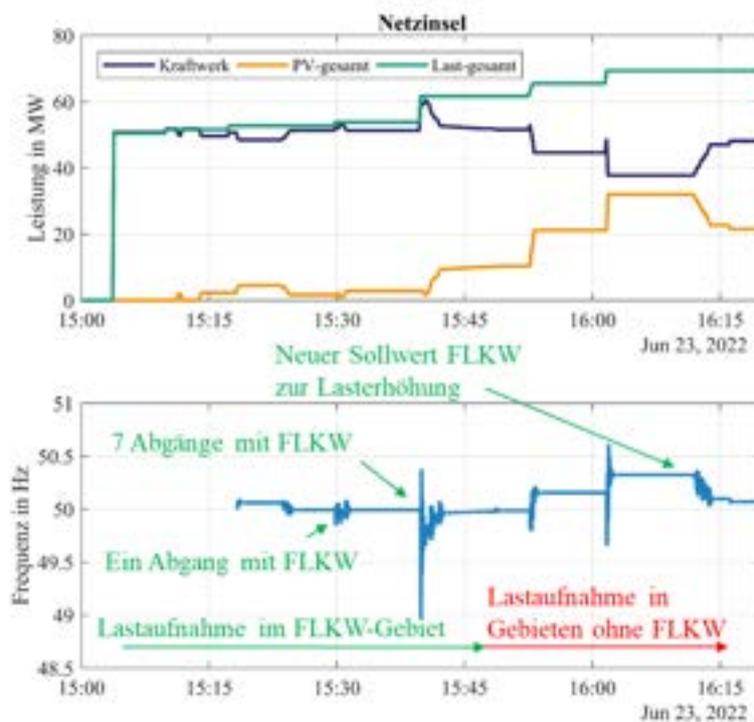


Abbildung 59: DUtrain Demo – Best-Case-Szenario: Aggregierte Darstellung der Zeitreihenverläufe des DUtrain-Netzbetriebssimulators sowie des Flächenkraftwerks mit gezielten Anmerkungen (angepasste und übersetzte Abbildung 7 aus [34])

In Summe hat die DUtrain DEMO unter Beachtung der festgelegten Rahmenbedingungen den prinzipiellen Nutzen vom FLKW innerhalb einer NWA Situation gezeigt. Insbesondere die Möglichkeit einer gezielten Interaktion aus regelfähigen Kraftwerken und einem FLKW bietet die Chance im NWA ein leistungsfähiges Wirkleistungsmanagement umzusetzen. Im Vergleich zu einem praktischen Einsatz sind selbstverständlich erhebliche Abweichungen zu beachten. Dies gilt vor allem für die starke Einschränkung einer fehlenden Kontrolle von DEA in den unteren Netzebenen in derzeitigen Netzen. Exemplarisch sei die Rundsteuertechnik genannt. Zudem ist die vollständige bidirektionale Fernsteuerbarkeit von DEA im NWA sehr fraglich. Darüber hinaus ist die Annahme von konstanten Lasten bzw. Erzeugern ebenfalls kritisch zu sehen, und somit in zukünftigen Analysen stärker in den Fokus zu nehmen. Mit der Einschränkung durch die ausschließliche Vorgabe manueller Schnittstellen zwischen FLKW und Netzbetriebssimulator war hier jedoch die praktische Umsetzbarkeit in der DUtrain Demo vollständig gegeben.

9 Zusammenfassung und Ausblick

9.1 Zusammenfassung

Um in kritischen Netzsituationen und beim Netzwiederaufbau die anlagenseitigen Voraussetzungen für den gezielten Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen aus der Netzbetreiber Leitstelle heraus bereitzustellen, erfolgte die Entwicklung von Konzepten und Technologien zur Darbietung von Kraftwerkseigenschaften aus einer Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Verwendung von probabilistischen Prognosen über den zeitlichen Verlauf des Primärenergiedargebots und der daraus ermittelten verfügbaren Wirkleistung (Wind- bzw. Solarleistung), in Kombination mit der technischen Fähigkeit einen über Sollwerte gesteuerten Anlagenbetrieb vorzugeben, ermöglicht dem Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt eine Einsatzplanung, sowie das Vorhalten von Regelreserven durch dezentrale Erzeugungsanlagen. Die Entwicklungsarbeiten im Projekt differenzierten sich in die Stränge „Parksteuerung“ und „Flächenkraftwerk“. Ersterer konzentrierte sich auf Anlagen mit Anschluss in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Durch eine Weiterentwicklung eines Windparkreglers sowie die Entwicklung eines Prognoseservers und den daraus resultierenden Erweiterungen der Schnittstelle zum Netzbetreiber, stehen diesem erweiterte elektrische Anlageneigenschaften und neue Funktionen seitens der Beobacht- und Steuerbarkeit, als auch neue Informationen bzgl. Windleistungsprognosen für den gezielten Anlageneinsatz und zur Integration in das Reservemanagement zur Verfügung. Im zweiten Strang erfolgte die Entwicklung eines Flächenkraftwerks. Dieses erlaubt für eine Vielzahl von Klein- und Kleinstanlagen, mit Anschluss an die Mittel- und Niederspannungsnetze, in Vorab definierten Gebieten aggregierte Prognosen sowie die koordinierte Massenansteuerung für einen einfachen Anlageneinsatz aus der Netzleitstelle heraus zur Verfügung zu stellen.

Im Projektstrang „Parksteuerung“ wurde ein Prognoseserver für den lokalen Einsatz im Windpark entwickelt, welcher die von einem zentralen Dienst bereitgestellten Prognosen unter Verwendung von Messwerten und weiteren Informationen aus dem Windpark präzisiert. So lassen sich der Netzleitstelle über die funktional erweiterte Netzbetreiberschnittstelle individuelle Prognosen für den expliziten Windpark mit hoher Verfügbarkeit und hoher Qualität anbieten. Durch die Platzierung des Servers in der Übergabestation des Windparks und

den Anschluss an die Windparkeigene USV können Prognosen ebenfalls bei Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes und zentraler Prognosedienste bei noch funktionierender Kommunikationstechnik zwischen Windpark und Netzleitstelle erfolgreich übermittelt werden.

Mit der Störfallregelung wurde ein gesonderter Betriebsmodus geschaffen, mit dem sich der Windpark hinsichtlich Wirk- und Blindleistungseigenschaften netz- und systemdienlich ähnlich eines konventionellen Kraftwerks mit Anschluss an das Übertragungsnetz verhält. Im Gegensatz zum elektrischen Verhalten des Normalbetriebs arbeitet der Park im Störfallmodus nicht leistungsoptimiert (MPP-Betrieb), sondern nimmt über die Netzbetreiberschnittstelle Sollwerte für die Wirkleistung entgegen, aktiviert bei Frequenzabweichungen automatisch die vorgehaltenen Reserven und beteiligt sich so an der primären Regelung. Darüber hinaus werden Blindleistungsgrenzen des Normalbetriebs deaktiviert, wodurch ein erweiterter Stellbereich für die Spannungshaltung des Netzes zur Verfügung steht. Der Störfallmodus lässt sich aus der Netzbetreiberleitstelle über die prototypisch entwickelte Schnittstelle aktivieren, bei gestörter Kommunikationsverbindung erfolgt eine automatische Aktivierung sofern die entsprechenden, anlagentechnischen Voraussetzungen erfüllt sind. Dies ermöglicht eine aktive Unterstützung von Netzwiederaufbauvorgängen mithilfe von Windenergieanlagen.

Die Funktionalitäten des Windparks sowie das Zusammenwirken zwischen Netzleitstelle und Windpark wurden in umfangreichen Feldtests nachgewiesen. Zusätzlich konnten durch Simulationen im Betriebsführungssimulator die Vorteile des Einsatzes mehrerer Windparks mit Störfallregelung in einer umfangreichen Netzwiederaufbausituation in einem Planspiel nachgewiesen werden. Im Gegensatz zu Anlagen mit heutigem Betriebsverhalten können Windparks mit Störfallregelung aktiv und konstruktiv in bestehende Netzwiederaufbaukonzepte integriert werden, wodurch sich neue Möglichkeiten ergeben und Ausfallzeiten reduzieren lassen.

Im Projektstrang „Flächenkraftwerk“ wurde ein System für den aktiven Einsatz von Anlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen (i.d.R. radial betriebene Struktur) im gestörten Netzbetrieb sowie im Netzwiederaufbau entwickelt. Durch die Verdichtung von Prognose- und Statusinformationen, sowie die Disaggregation von Steuerbefehlen ermöglicht das Flächenkraftwerk den gezielten Einsatz und die Ansteuerung einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern innerhalb vordefinierter Gebiete. Durch die zentrale Ansteuerung dieser Anlagen und der damit verbundenen Latenzzeit der Kommunikationskanäle können Leistungsreserven im Zeitbereich einiger Sekunden bis wenigen zehn Sekunden aktiviert werden. An einem

definierten Kontrollknoten, bspw. einer Mittelspannungsstation oder einem Mittelspannungsabgang, lässt sich durch das Flächenkraftwerk eine als Zielwert vorgegebene Residualleistung über einen offenen Regelkreis einstellen.

Die im Flächenkraftwerk dargestellten Flächenprognosen wurden anhand von Strom- bzw. Leistungsmesswerten von Mittelspannungsabgängen validiert. Der Funktionsnachweis der Steuerung erfolgte zweistufig. Die Leistungsfähigkeit des Systems Flächenkraftwerk wurde im „Virtual Lab“ unter Verwendung von 1000 PV-Emulatoren nachgewiesen. Ein Emulator stellt eine virtuelle Nachbildung eines PV-Wechselrichter mit seinem elektrischen Verhalten inklusive der Kommunikationsverbindung vom zentralen Regler des Flächenkraftwerks zur emulierten Einzelanlage dar. Die vollständige Wirkungskette vom Bildschirmarbeitsplatz des Flächenkraftwerks in die Realität wurde unter Verwendung von vier Feldtestanlagen nachgewiesen. Der Einsatz von externer Messtechnik für die elektrischen Werte bei einer Feldtestanlage mit drei Wechselrichtern ermöglichte auch die Bestimmung von Latenzzeiten zwischen Befehlsabgabe und Reaktion der Anlage sowie zwischen Reaktion der Anlage und Anzeige am Bildschirmarbeitsplatz, die i.d.R. im Bereich einiger Sekunden liegt. So konnte der Konzeptnachweis des Flächenkraftwerks erfolgen.

Wie im Strang Anlagensteuerung wurden auch die Einsatzmöglichkeiten des Flächenkraftwerks in einer realistischen Netzwiederaufbausituation am Betriebsführungssimulator mit verschiedenen Szenarien durchgeführt. Im Sinne einer Extrembetrachtung wurden Situationen mit Anlagen in Mittel- und Niederspannung ohne Ansteuerungsmöglichkeit (worst case) sowie mit vollständiger Ansteuerungsmöglichkeit (best case) durch das Flächenkraftwerk miteinander verglichen. Die durch das Flächenkraftwerk bereitgestellten Flexibilitäten bzw. Leistungsreserven unterstützen den Netzwiederaufbauvorgang und ermöglichen überhaupt den Wiederaufbau von Gebieten mit starker PV-Durchdringung in sonnenreichen Situationen.

9.2 Ausblick

Der stetig steigenden Erzeugungsleistung entsprechend, sind Verteilnetzbetreiber stärker in das Wirkleistungsmanagement beim Netzwiederaufbau zu involvieren und in die Systemführung des ÜNB zu integrieren. Aufgrund der Leistungsdominanz müssen auch die

Niederspannungsnetze mit einbezogen werden. Ebenso sind in den Netzebenen flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrokraftfahrzeuge sowie Batteriespeicher mit zunehmendem Ausbauzustand dementsprechend zu berücksichtigen. Der Aufbau entsprechender Aggregationssysteme ermöglicht innerhalb der aktuell vorhandenen Flexibilitäten (verfügbare und kontrollierbare Leistungsreserven, Steuerbarkeit der Anlagen) einen im P/Q Diagramm darstellbaren vier-Quadrantenbetrieb an der Schnittstelle zum vorgelagerten Netzbetreiber. Um ein abgestimmtes und koordiniertes Handeln zu ermöglichen, sind die Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich aktueller und prognostizierter Leistungsbereiche (zum überlagerten NB) und hinsichtlich Vorgaben von Sollwerten und Sollwertbereichen (zum unterlagerten NB) zu definieren. Für die Bestimmung der verfügbaren Leistung eines Anlagenpools sind entsprechende Methoden zur Aggregation probabilistischer Prognosen von Anlagen unterschiedlicher Hersteller und Erzeugungstechnologien zu definieren und anschließend zu entwickeln.

Die perspektivische Einführung eines Netzreglers für das eigene Netzgebiet kann den Netzbetreibern einen einfachen und koordinierten Einsatz der im Verantwortungsbereich angeschlossenen Anlagen und das Einhalten der übergeordneten Vorgaben ermöglichen. Die Netzregler sind entsprechend der Organisationsstruktur hierarchisch aufzubauen und anzuordnen. Insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen sind für die Anlagensteuerung von Erzeugungs- und Speicheranlagen noch notwendige Kommunikationsverbindungen zum Anschlussnetzbetreiber zu installieren. Das Smart-Meter-Rollout in Verbindung mit VDE FNN konformen Steuerboxen ermöglichen eine notwendige Standardisierung. Das in Entwicklung befindliche 450 MHz Telekommunikationsnetz ermöglicht eine weitreichende schwarzfallfeste bzw. -robuste Anlagenanbindung. Systeme für den NWA sollten sich soweit möglich nicht von Systemen für den Normalbetrieb unterscheiden, bei der Einführung neuer Systeme für den Normalbetrieb ist der NWA zu berücksichtigen und Synergien sind zu nutzen.

Regulatorisch sind eine zeitnahe Anlagenverfügbarkeit und das elektrische Verhalten nach Spannungswiederkehr sowie die notwendigen Schnittstellen und Funktionen zu definieren. Insbesondere müssen die Steuerbefehle des Netzbetreibers Priorität gegenüber Vorgaben anderer Parteien besitzen (beispielsweise ist die aktuelle Regelung, dass der kleinste Wert der Wirkleistungsbegrenzung umgesetzt wird, für den NWA kontraproduktiv). Auch sollten DEA so weit wie möglich beim NWA in die primäre Regelung integriert werden. Für den äußerst

seltenen Fall des NWA sind Restriktionen aus dem Normalbetrieb, wie beispielsweise schallreduzierter Betrieb von WEA oder die Abschaltung aufgrund von Schattenwurfvermeidung oder Vogelschutz, anders zu priorisieren. Bei umrichtergekoppelten Anlagen existiert anlagenseitig keine Notwendigkeit einer Netztrennung bei Frequenzwerten unterhalb von 47,5 Hz und oberhalb von 51,5 Hz. Sofern keine anderen Gründe dagegensprechen, sollten diese Grenzen in den Anforderungen aufgeweicht werden, um eine Netztrennung von Erzeugungsanlagen in kritischen Netzsituationen zu vermeiden. Weiterhin ist dafür zu sorgen, dass im Bereich der Überfrequenz die Anlagen bei frequenzbedingter Trennung vom Netz ihre Einspeiseleistung entsprechend ihrer Statik auf den Wert „0“ reduziert haben und nicht wie heutzutage bei Netztrennung noch eine Einspeiseleistung in das Netz liefern und für einen eklatanten Wirkleistungssprung mit den einhergehenden Frequenz-Stabilitätsproblemen sorgen.

10 Referenzen

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Grundlagen der Netzwiederaufbaukonzepte der deutschen ÜNB, Projektbericht Forschungsprojekt NETZ:KRAFT, April 2015, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/NetzKraft-Grundlagen_NWA_Konzepte-Projektbericht.pdf (abgerufen am 27.09.22)
- [2] Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2020 zum Netzentwicklungsplan Strom, Juni 2018
- [3] Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045 zum Netzentwicklungsplan Strom, Juli 2022
- [4] Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2019
- [5] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). “Energy-Charts.” <https://www.energy-charts.info/>
- [6] Bundesnetzagentur, Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung – Juni 2022
- [7] Becker, H., Hachmann, C., Schütt, J., Braun, M., Beiträge aus Verteilnetzen zum Netzwiederaufbau, Posterbeitrag ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, München, 2021
- [8] Spänel, U., Bernhart, A., Technische Anforderungen der Versorgungsnetze und Erzeugungseinheiten im Netzwiederaufbau, Forschungsprojekt NETZ:KRAFT, interne Projektbericht, 2015
- [9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [10] VDE-AR-N 4105:2011-08, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [11] VDE-AR-N 4110:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

-
- [12] VDE-AR-N 4105:2018-11, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Regeln für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [13] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, 08/2007
- [14] VDE-AR-N 4120:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)
- [15] VDE-AR-N 4130:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)
- [16] R. Schefzik, T. L. Thorarinsdottir und T. Gneiting, „Uncertainty Quantification in Complex Simulation Models Using Ensemble Copula Coupling,“ *Statistical Science, Vol. 28, No. 4*, pp. 616 - 640, 2013.
- [17] A. Weisheimer und T. Palmer, „On the reliability of seasonal climate forecasts,“ *Journal of the Royal Society, Vol. 11*, 04 2014.
- [18] S. Vannitsem, „A unified linear Model Output Statistics scheme for both deterministic and ensemble forecasts,“ *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, Vol. 135, No. 644*, pp. 1801 - 1815, 2009.
- [19] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Notwendigkeit der Entwicklung netzbildender Statcom-Anlagen, Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Dezember 2020
- [20] www.regelleistung.net
- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030, September 2022
- [22] Udo Spänel, Carsten Roggatz, DUtrain Power System Handler – the movement of an Operator Training Simulator Prototype towards an Operational Training System, IFAC and CIGRE/CIREN Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids (CTDSG), October 11-13, 2016, Prague, Czech Republic

- [23] CIGRÉ, Modeling of gas turbines and steam turbines in combined cycle power plants, Task Force C4.02.25, December 2003
- [24] ENERCON: Windblatt, ENERCON Magazine for wind energy, Issue 03/2012
- [25] Jonathan Brisebois, Noel Aubu: Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Québec's Specific Need, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011
- [26] Becker, Holger; Valois-Rodriguez, Manuel Fernando; Holicki, Lukas; Malekian, Kaveh; Gartmann, Pascal: Evaluation of wind power plant's control capabilities to provide primary frequency support during system restoration, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2021, virtual conference
- [27] Becker, H., Schütt, J., Schürmann, G., Spanel, U., Holicki, L., Malekian, K.: Opportunities to support the restoration of electrical grids with little numbers of large power plants through converter-connected generation and storages. IET Renew. Power Gener. 1–11 (2022). <https://doi.org/10.1049/rpg2.12552>
- [28] Schicker; Papazek, Kann and Wang, Yong, *Short-range wind speed predictions for complex terrain using an interval-artificial neural network*, Energy Procedia, 125, 2015
- [29] Papazek, Schicker, Plant, Kann, Wang, *Feature selection, ensemble learning, and artificial neural Networks for Short-Range Wind Speed Forecasts*, Meteorologische Zeitschrift, 29, 2020
- [30] Späth, Bremen, Junk and Heinemann, *Time-consistent calibration of short-term regional wind power ensemble forecasts*, Meteorologische Zeitschrift, 24, 2015
- [31] <https://mqtt.org/>
- [32] The Kubernetes Authors: "Kubernetes Documentation." <https://kubernetes.io/docs/home/>
- [33] Schuett, J.; Becker, H.; Koch, J.; Fritz, R.; Dongju, You, Graphical User Interface of an Aggregation System to control a Multitude of Distributed Generation during Power System Restoration, 21st Wind & Solar Integration Workshop, 11 – 12 November 2020, <https://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-638098.html>
- [34] Bergstraesser, J.; Becker, H.; Schellien, T.; Liebehentze, S.; Spanel, U., Areal Power Plant: Aggregation system to control a multitude of distributed generators during power system restoration - Demonstration results, 21st Wind Integration

Workshop, 12 – 14 October 2022,

<https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/430617>

- [35] Bergstraesser, J.; Liebehentze, S.; Becker, H, Areal Power Plant: Aggregation System to control a Multitude of Distributed Generators during Power System restoration – Field Test Results, eingereicht für den ETG-Kongress 2023, Kassel
- [36] Hersbach, H. Decomposition of the Continuous Ranked Probability Score for Ensemble Prediction Systems. Weather and Forecasting 2020. Verfügbar unter: [https://doi.org/10.1175/1520-0434\(2000\)015<0559:DOTCRP>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0434(2000)015<0559:DOTCRP>2.0.CO;2)
- [37] Oracle Corporation. “What is Java technology and why do I need it?” https://www.java.com/en/download/help/whatis_java.html
- [38] SUSE Rancher. “What is Rancher?” <https://docs.ranchermanager.rancher.io>
- [39] MongoDB, Inc. “MongoDB.” <https://www.mongodb.com/>
- [40] Modbus Organization, Inc. “Modbus FAQ.” <https://modbus.org/faq.php>
- [41] Solar-Log GmbH, Hg., “Solar-Log™ Handbuch: Solar-Log Base,” Geislingen-Binsdorf, Version 1.18, Jun. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solar-log.com/manuals/manuals/de_DE/SolarLog_Base_Handbuch_DE.pdf
- [42] W. J. Buchanan, “RS-422, RS-423 and RS-485,” in The handbook of data communications and networks, W. Buchanan, Hg. Dordrecht: Springer Science+Business Media, 2004, S. 627–631.
- [43] Teltonika Networks UAB, Hg., “Teltonika RUT240: Kurzanleitung v2.1,” Kaunas, Lithuania, Apr. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://teltonika-networks.com/downloads/de/rut240/QSG_RUT240_DE_v2.1.pdf
- [44] S. Enkhardt, "Huawei, Sungrow und SMA dominieren weiter den globalen Photovoltaik-Wechselrichter-Markt", pv magazine group GmbH & Co. KG, Berlin, 29. April 2020, Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2020/04/29/huawei-sungrow-und-sma-dominieren-weiter-den-globalen-photovoltaik-wechselrichter-markt/>
- [45] D. Peter, S. Längle und C. Kost, „Photovoltaikzubau in Deutschland in Zahlen: Auswertung des Marktstammdatenregisters und der EEG-Anlagenstammdaten,“ Freiburg, Mai. 2021. [Online]. Verfügbar unter:

[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/
Kurzstudie_Fraunhofer_ISE_Photovoltaik-Zubau-in-Zahlen.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Kurzstudie_Fraunhofer_ISE_Photovoltaik-Zubau-in-Zahlen.pdf)

[46] Streamlit Inc. “Streamlit documentation.” <https://docs.streamlit.io/>

11 Anhang

Tabelle 9: Übersicht über die 16 Testfälle vom FLKW-Feldtest

Nr.	Testfallbezeichnung	Kurzbeschreibung vom Testfall
FLKW-1	P-konst. ohne Rampe	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient und konstante Last
FLKW-2	P-konst. ohne Rampe und Laständerung	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient und Laständerung (initiale Last identisch zu Testfall FLKW-1)
FLKW-3	P-konst. mit Rampe	Leistungseinsenkung unterhalb mE mit P-Gradient und konstante Last (initiale Last identisch zu Testfall FLKW-1)
FLKW-4	P-konst. mit Rampe und Laständerung	Leistungseinsenkung unterhalb mE mit P-Gradient und Laständerung (initiale Last identisch zu Testfall FLKW-1 sowie Lastsprung identisch zu FLKW-2)
FLKW-5	P-konst. ohne Rampe mit vierstufigem Disaggregationsverhalten	Leistungsabsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient, Anlagen unterschiedlich flexibel (voll, voll mit P-min, stufig, 1/0), Last konstant
FLKW-6	P-konst. mit Rampe mit vierstufigem Disaggregationsverhalten	Leistungsabsenkung unterhalb mE mit P-Gradient, Anlagen unterschiedlich flexibel (voll, mit P-min, stufig, 1/0), Last konstant (identisch zum vorherigen Testfall FLKW-5)
FLKW-7	Disqualifikation einer Anlage	Da eine Anlage ein qualitativ niedriges Kontrollverhalten zeigt, wird sie auf ein Minimum

		reduziert, sodass die verbleibenden Anlagen ausgleichen müssen.
FLKW-8	P-konst. ohne Rampe dann vollständiger IKT-Ausfall (Steuerbox und Router) an einer Anlage	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient, IKT-Ausfall an einer PV-Anlage vor Ort physikalisch initiiert
FLKW-8b	P-konst. ohne Rampe dann TK-Ausfall (Router) an einer Anlage	Vergleichbar zum Testfall FLKW-8, jedoch wird ausschließlich ein Telekommunikationsausfall (TK-Ausfall) durch die Netztrennung des Routers simuliert
FLKW-8c	P-konst. ohne Rampe dann TK-Ausfall (Router) an einer Anlage ohne Sollwertwechsel	Identisch zum Testfall FLKW-8b, nur ohne eine Sollwertänderung der Residuallast während des TK-Ausfalls
FLKW-9	P-konst. ohne Rampe dann Netzausfall an einer Anlage	Leistungseinsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient, Netztrennung WR vor Ort physikalisch provoziert, konstante Last
FLKW-10	P-konst. mit Rampe dann Netzausfall an einer Anlage	Leistungseinsenkung unterhalb mE mit P-Gradient, Netztrennung WR vor Ort physikalisch provoziert, konstante Last (identisch zum vorherigen Testfall FLKW-9)
FLKW-11	Spannungswiederkehr mit gleichzeitiger IKT-Wiederkehr	Netzausfall, WR und IKT werden gleichzeitig unter Spannung gesetzt, konstante Last
FLKW-12	IKT unter Spannung, Spannungswiederkehr der Anlage	Netzausfall, IKT mit simulierter unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV), Spannungswiederkehr, konstante Last (identisch zum vorherigen Testfall FLKW-11)

FLKW-13	P-konst. ohne Rampe bei realem Lastverhalten	Leistungsabsenkung unterhalb mE ohne P-Gradient, variable Last sowie skalierte Erzeugung
FLKW-14	P-konst. mit Rampe bei realem Lastverhalten	Leistungsabsenkung unterhalb mE mit P-Gradient, variable Last (identisch zum vorherigen Testfall) sowie skalierte Erzeugung (Faktor identisch zum vorherigen Testfall)