



**Hochschule
Augsburg** University of
Applied Sciences

Fakultät für
Elektrotechnik

Masterarbeit

Analyse der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels dezentraler Erzeugungsanlagen in Inselnetzen hinsichtlich normativer und rechtlicher Rahmenbedingungen

Verfasser:
Sonja Baumgartner
Telefon +49 821 5586 3596
sonja.baumgartner@hs-
augsburg.de

Hochschule für angewandte
Wissenschaften Augsburg
University of Applied Sciences
Fakultät für Elektrotechnik

An der Hochschule 1
86161 Augsburg
www.hs-augsburg.de

Sonja Baumgartner, B. Sc.

Studiengang:	Master of Applied Research
Erstprüfer:	Christoph Steinhart, M. Eng.
Zuständiger Professor:	Prof. Dr.-Ing. Michael Finkel
Ausgabedatum:	15.12.2017
Abgabedatum:	14.06.2018

Anmerkung:

Die nachfolgende Masterarbeit ist in Teilen gekürzt und basiert auf den beiden Veröffentlichungen des Erstprüfers und der Autorin.

[5] C. J. Steinhart, M. Gratz, S. Baumgartner, M. Finkel, R. Witzmann und G. Kerber, Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs, Graz: TU Graz, 2018.

[23] C. J. Steinhart, S. Baumgartner, M. Finkel und R. Witzmann, Methodology for Factual Justification to Prioritize Critical Infrastructures during Emergency Power Supply, Ljubljana: CIRED, 2018.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Symbolverzeichnis	VI
Aufgabenstellung	VII
1. Einleitung	1
2. Inselnetze zur Notstromversorgung	2
3. Analyse des Verhaltens von PV-Anlagen	3
3.1 PV-Anlagen	3
3.1.1 Sonnenstrahlung und Bestrahlungsstärke	3
3.1.2 Entwicklung der PV-Anlagen in Deutschland	4
3.2 Motivation und zentrale Fragestellung	5
3.3 Methodik	6
3.3.1 Erwartetes PV-Verhalten in verschiedenen Frequenzsituationen	9
3.3.1.1 Wirkleistungsreduktion und -steigerung	9
3.3.1.2 Rücksynchronisation nach Netztrennung	11
3.3.2 Methodik zur Kategorisierung der PV-Anlagenpopulation im Feldversuch	12
3.4 Vergleich des gemessenen mit dem erwarteten Verhalten	14
3.4.1 Reales Verhalten einzelner PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen	14
3.4.1.1 Abschaltsschwellen	14
3.4.1.2 Rampenfunktion gemäß VDE-AR-N 4105	17
3.4.1.3 Prognostizierbarkeit des Anlagenverhaltens	21
3.4.2 Gesamtverhalten der Netzinsel	23
3.4.2.1 Gesamtverhalten bei Rücksynchronisation	24
3.4.2.2 Einfluss des PV-Verhaltens auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes	25
3.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung	26
4. Rechtliche Rahmenbedingungen zur Priorisierung kritischer Infrastrukturen im Inselnetz	28
4.1 Bisherige Maßnahmen zur Stabilisierung des Inselnetzbetriebs	28
4.2 Motivation und zentrale Fragestellung	30
4.2.1 Notstromversorgungskonzepte	30
4.2.2 Diskriminierungsfreie Stromversorgung	31
4.2.2.1 Netzengpassmanagement	31
4.2.2.2 Diskriminierung in Bezug auf die Energieversorgung	31
4.2.3 Kritische Infrastrukturen	33
4.3 Grundvoraussetzungen für eine priorisierte Notversorgung kritischer Infrastrukturen	35
4.4 Methodik zur Erstellung einer priorisierten Versorgungsliste	36
4.4.1 Notwendige Datengrundlage	36
4.4.2 Schritt 1: Beurteilung der Relevanz von Lasteinheiten mithilfe einer Bewertungsmatrix	37
4.4.3 Schritt 2: Erstellung der Prioritätenliste	39
4.4.4 Schritt 3: Prüfung der technischen Umsetzbarkeit	39
4.4.5 Schritt 4: Erstellung der Versorgungsliste	40
4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung	41
5. Zusammenfassung	42
6. Management Summary	43
7. Ausblick	44
Literaturverzeichnis	IIX
Gesetzesverzeichnis	XI
Patentverzeichnis	XII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kategorisierung von Inselnetzen	2
Abbildung 2: Einfluss von Wolken auf die Bestrahlungsstärke	3
Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland seit 1990 nach [12, 13]	4
Abbildung 4: Wirkleistungsregelungskonzept im Inselnetzbetrieb nach [5]	5
Abbildung 5: Schematische Darstellung des untersuchten Inselnetzes nach [5]	6
Abbildung 6: Änderung der stationären Frequenz durch Verschiebung der Lastkurve nach [5]	7
Abbildung 7: Lastbänke im Feldversuch	7
Abbildung 8: Wehr des Wasserkraftwerks	7
Abbildung 9: Wirkleistungsverhalten von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen nach [5]	8
Abbildung 10: Schematische Betrachtung des $P(f)$ -Summenverhaltens [5]	9
Abbildung 11: Abschaltung bei festen Frequenzschwellwerten [5]	9
Abbildung 12: Rampenverhalten nach VDE-AR-N 4105 [5]	9
Abbildung 13: Rampenverhalten nach BDEW MS-RL 08 [5]	10
Abbildung 14: Nachrüstverpflichtung von MS-Anlagen nach SysStabV [19]	10
Abbildung 15: Nachrüstverpflichtung von NS-Anlagen nach SysStabV [19]	11
Abbildung 16: Methodik zur Kategorisierung der heterogenen PV-Anlagenpopulation	12
Abbildung 17: Entwicklung der Grid Codes und der installierten PV-Leistung nach [12, 13]	13
Abbildung 18: Reales Rücksynchronisationsverhalten von Erzeugungsanlagen bei 50,2 Hz [5]	14
Abbildung 19: Netztrennung einiger Erzeugungsanlagen vor 50,2 Hz	15
Abbildung 20: Reales Verhalten einer PV-Anlage mit nachgerüsteter Abschaltschwelle [5]	16
Abbildung 21: Messung von zwei nachgerüsteten PV-Anlagen mit unterschiedlicher Wartezeit [5]	16
Abbildung 22: Gemessenes Verhalten einer Einzelanlage gemäß VDE-AR-N 4105	17
Abbildung 23: Rampenverhalten einer Einzelanlage mit bekanntem Momentanwert	18
Abbildung 24: Berechnung des realen Rampenverhaltens	19
Abbildung 25: Gemessenes Verhalten der gesamten Insel gemäß VDE-AR-N 4105	21
Abbildung 26: Fehlende Übereinstimmung von Normverhalten und gemessenem Verhalten [5]	22
Abbildung 27: Wiederkehrende nicht zuordenbare Ereignisse einer Einzelanlage	22
Abbildung 28: Gesamtverhalten des Inselnetzes mit PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen [5]	23
Abbildung 29: Rückführung des realen Verhaltens auf das Wirkleistungsregelungskonzept [5]	24
Abbildung 30: Rücksynchronisation aller PV-Anlagen im Inselnetz nach Netztrennung [5]	25
Abbildung 31: Frequenzreaktion auf Lastabschaltungen mit und ohne PV-Verhalten [5]	26
Abbildung 32: Methode zur stabilen Notstromversorgung von kritischen Infrastrukturen	30
Abbildung 33: Verhältnismäßigkeitsprinzip nach [28]	32
Abbildung 34: Verhältnismäßigkeitsprinzip zur Priorisierung kritischer Infrastrukturen nach [27, 28]	33
Abbildung 35: Sektoren kritischer Infrastrukturen nach [2, 3, 26]	33
Abbildung 36: Abhängigkeiten kritischer Infrastrukturen nach [23]	35
Abbildung 37: Methodisches Vorgehen nach [23]	36
Abbildung 38: Prüfung der technischen Umsetzbarkeit nach [23]	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erwartetes PV-Verhalten in verschiedenen Frequenzsituationen	9
Tabelle 2: Anwendungsbereich für die Nachrüstung von Anlagen nach SysStabV [19]	10
Tabelle 3: Kategorisierung der PV-Anlagenpopulation gemäß Grid Codes [5]	13
Tabelle 4: Grundlagen für die Berechnung der gemessenen Wirkleistungsänderung	18
Tabelle 5: Zusammenfassung der berechneten Wirkleistungsänderung	20
Tabelle 6: Kritische Infrastrukturen nach [2, 3, 26].....	34
Tabelle 7: Bewertung der Abhängigkeiten kritischer Infrastrukturen nach [3]	34
Tabelle 8: Bewertungsmatrix zur Beurteilung der Relevanz von Lasteinheiten nach [23].....	38
Tabelle 9: Erstellung der Prioritätenliste nach [23].....	39
Tabelle 10: Erstellung der Versorgungsliste nach [23].....	40

Abkürzungsverzeichnis

AGG	Allgemeines Gleichbehandlungsgesetz
AP	Arbeitspunkt im Inselnetzbetrieb
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
d	Tag
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FK	Führungskraftwerk
GG	Grundgesetz
h	Stunde
Hz	Hertz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LEW	Lechwerke
LINDA	Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen
m	Monat
MS	Mittelspannung
MTU	Motoren- und Turbinen-Union Friedrichshafen
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
s	Sekunde
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VNB	Verteilnetzbetreiber
W	Watt
w	Woche

Symbolverzeichnis

Δ	Abweichung
E	Bestrahlungsstärke
E_{EX}	Solarkonstante
f	Frequenz
GP	Gewichtungspunkt
m	Listenelement in Versorgungsliste
n	Listenelement in Prioritätenliste
P	Elektrische Wirkleistung
P_{gem}	Gemessene Wirkleistung
$P_{gem,E}$	Gemessene Wirkleistung unter Berücksichtigung der tageszeitabhängigen Bestrahlungsstärke
P_{inst}	Installierte Wirkleistung
P_m	Momentanwert der Wirkleistung bei Überschreiten von 50,2 Hz
P_{max}	Maximale Wirkleistung
P_{sum}	Summenlast
S	Skalierungsfaktor
S_{max}	Maximaler Skalierungsfaktor
t	Zeit
x	Änderung von P_m pro Hz

Augsburg, 14.12.2017

Aufgabenstellung des Erstprüfers zur Erstellung der Masterarbeit

Analyse des realen PV-Verhaltens bei Überfrequenz-Situationen hinsichtlich der anzuwendenden Normen und rechtlichen Rahmenbedingungen für die priorisierte Notversorgung kritischer Infrastrukturen auf Basis von Inselnetzen

Titel der Masterarbeit

Analyse der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels dezentraler Erzeugungsanlagen in Inselnetzen hinsichtlich normativer und rechtlicher Rahmenbedingungen

Hintergrund der Arbeit

Die Analysen des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag zeigen, dass die Folgen eines langandauernden und großflächigen Ausfalls des Stromnetzes einer nationalen Katastrophe nahekommen könnten. Besonders kritische Infrastrukturen wie Krankenhäuser und Trinkwasserversorgungen wären stark betroffen. Somit ist hier dringender Handlungsbedarf gegeben. Durch den Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen (Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik, ...) in Inselnetzen könnte zumindest für sensible Verbraucher ein deutlich verbessertes Versorgungsniveau erreicht werden. Entsprechende Konzepte sind bisher nicht erforscht worden.

Projekt LINDA

LINDA („Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“) ist eine Forschungskoooperation der *Hochschule Augsburg*, der *Technischen Universität München* und den Unternehmen *LEW Verteilnetz GmbH*, *MTU Onsite Energy GmbH*, *Marquis Automatisierungstechnik GmbH*, *stellba Hydro GmbH & Co KG* und *PSI AG*. Das Forschungsprojekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Mit dem Projekt LINDA soll ein über alle Spannungsebenen skalierbares Konzept entwickelt werden, welches einen stabilen Inselnetzbetrieb mit Hilfe von Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen ermöglicht. Hierdurch könnte das Versorgungsniveau, insbesondere kritischer Infrastrukturen wie z.B. Krankenhäuser oder Ver- und Entsorgungsanlagen verbessert und weiterhin der Netzwiederaufbau beschleunigt werden. Die zentralen Forschungsthemen des Projekts umfassen die Konzeption und Betriebsführung von Inselnetzen, die Erstellung eines transienten Simulationsmodells für einen Inselnetzbetrieb, die Integration dieser Insel in das übergeordnete Netz, die Weiterentwicklung der Betriebsanlagen und schließlich die Planung und Durchführung von exemplarischen Feldversuchen.

Aufgabenstellung

Aufgrund der historisch gewachsenen Erzeugerstruktur sind PV-Anlagen im Netz angeschlossen, die nach unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen parametrisiert wurden. Das LINDA-Konzept nutzt die Leistungsreduktion dezentraler Erzeugungsanlagen in Überfrequenz-Situationen für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt. Bei Anlagen nach VDE AR-N-4105 und BDEW-MS 08 sind frequenzabhängige Rampenfunktionen, bei Anlagen mit einer selbsttätigen Schaltstelle gemäß VDE V 0126-1-1 bzw. nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV sind sprunghafte Abschaltungen zur Leistungsreduktion zugelassen. Bei gewissen Anlagen ist der Leistungsgradient nach Netztrennung nicht begrenzt. Um den Einfluss des realen PV-Verhaltens auf die Inselnetzstabilität zu untersuchen, wurde ein Inselnetz-Feldversuch durchgeführt. Im Zuge der Masterarbeit sollen die Messdaten aus dem Feldversuch analysiert und mit dem zu erwartenden Normverhalten verglichen werden. Hierbei soll insbesondere das Verhalten bei Leistungsreduktion und Leistungssteigerung betrachtet und hinsichtlich destabilisierender Sprünge untersucht werden. Dies beinhaltet sowohl die Leistungsreduktion/ -steigerung bei Überfrequenz-Situationen als auch die Leistungssteigerung nach Netztrennung.

Neben den technischen Fragestellungen sind rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzbarkeit einer priorisierten Notversorgung kritischer Infrastruktur in Inselnetzen von großer Bedeutung. Eine priorisierte Versorgung kritischer Infrastrukturen geht mit einer Diskriminierung anderer Netzkunden einher. Nach momentaner Gesetzeslage ist dies nur auf Basis von Sachgründen möglich. Daher soll eine Methodik zur Erstellung einer Sachgrundmatrix entwickelt werden. Die Aufgabenstellung soll nach Vorgaben des Betreuers in regelmäßigen Abstimmungen bearbeitet werden.

Die fachliche Betreuung der Masterarbeit wird seitens der Hochschule Augsburg hauptsächlich von Christoph Steinhart, M.Eng. wahrgenommen. Prof. Dr.-Ing. Michael Finkel, MBA ist als zuständiger Professor weiterer Ansprechpartner.

Teilaufgaben

1. Analyse des realen Verhaltens von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen und Vergleich mit dem zu erwartenden Normverhalten
2. Untersuchung des Einflusses dieses Verhaltens auf die Inselnetzstabilität
3. Literaturrecherche zu den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen zur priorisierten Notversorgung kritischer Infrastruktur mittels Inselnetzen
4. Entwicklung einer Methodik für eine Entscheidungsmatrix zur sachgrundbasierten priorisierten Notversorgung kritischer Infrastrukturen anhand eines Beispiels

1. Einleitung

Die technologische Entwicklung ermöglicht die zunehmende Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im europäischen Verbundnetz. Eine Garantie für die Vermeidung eines langanhaltenden und großflächigen Stromausfalls kann jedoch nicht gegeben werden. Die umfangreichen Folgen eines auftretenden Stromausfalls können im Verletzlichkeitsparadoxon beschrieben werden: „In dem Maße, in dem ein Land in seinen Versorgungsleistungen weniger störanfällig ist, wirkt sich jede Störung [...] der Versorgungsleistungen umso stärker aus.“ [1] Durch die technologische Entwicklung und die damit zunehmende Durchdringung mit elektrischen Geräten, Mess- und Regelungstechnik sowie Informations- und Kommunikationstechnologien wächst die Abhängigkeit der Gesellschaft von der unterbrechungsfreien und kontinuierlichen Verfügbarkeit elektrischen Stroms. Aufgrund des zukünftigen Voranschreitens des technologischen Fortschritts wird die Abhängigkeit weiter zunehmen. [1, 2] Die Störanfälligkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kann durch Mess- und Regelungstechnik minimiert werden. Tritt jedoch eine Störung auf, wirkt sich diese vielfach stärker auf die Gesellschaft aus, da diese von immer mehr elektrischen Geräten abhängig ist. Je weniger störanfällig das Versorgungssystem, desto stärker sind die Folgen einer Störung.

Ein langanhaltender Stromausfall von mindestens acht Stunden ist mit einer Katastrophe vergleichbar und verursacht enorme Schäden für die Gesellschaft. Insbesondere kritische Infrastrukturen, die als unverzichtbare Lebensadern der modernen Gesellschaft gelten, sind besonders vor Stromausfällen zu schützen. [1, 2] Das Büro für Technikfolgenabschätzungen beim Deutschen Bundestag weist ebenfalls durch deren Analysen auf die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls, vor allem hinsichtlich kritischer Infrastrukturen, hin [3]. Die Aufklärung und Sensibilisierung der Bevölkerung, das Treffen organisatorischer Maßnahmen sowie das Nutzen des bereits vorhandenen und die Entwicklung neuen technischen Potenzials können keine hundertprozentige Versorgungssicherheit garantieren, jedoch können sie umfangreiche Schäden erheblich minimieren. [1] Ein Beispiel für eine technische Lösung zur Schadensminimierung ist die Notversorgung kritischer Infrastrukturen mithilfe von Inselnetzen [3]. Das Forschungsprojekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen) entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb, gespeist durch die lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, im Notversorgungsfall [4].

In diesem Konzept geben verschiedene technische Normen und Richtlinien sowie Gesetze einen Rahmen vor, der für die Umsetzbarkeit berücksichtigt werden muss. Der Fokus der folgenden Ausführungen liegt auf der Analyse der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels Inselnetzen hinsichtlich normativer und rechtlicher Rahmenbedingungen. Das Verhalten von im Verbundnetz angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ist gemäß verschiedener Grid Codes vorgegeben. Die DEA können für den Inselnetzbetrieb genutzt werden. Dabei ist eine genaue Abschätzung des realen Verhaltens notwendig. Im Rahmen der Arbeit wird verglichen, ob sich die DEA in der Realität gemäß der anzuwendenden Normen verhalten und ob sie zu einer Destabilisierung des Inselnetzes führen können [5].

Aufgrund der begrenzten Kapazität im Inselnetzbetrieb können gegebenenfalls nicht alle Verbraucher im Inselnetzgebiet versorgt werden. Aus diesem Grund ist eine Priorisierung notwendig. Da kritische Infrastrukturen eine exponierte Bedeutung für die Gesellschaft haben, sollten diese priorisiert werden. Dies steht in Konflikt mit der laut Gesetz verpflichteten diskriminierungsfreien Notstromversorgung in Engpasssituationen. In Kapitel 4 wird eine Methodik zur Priorisierung von kritischen Infrastrukturen im Inselnetz vorgestellt.

2. Inselnetze zur Notstromversorgung

Die Notstromversorgung kritischer Verbraucher mittels Inselnetzen ist eine gewollte Inselnetzbildung für den Notfall. Die beabsichtigten Inselnetze sind von den unbeabsichtigten zu differenzieren. Eine ungewollte Inselnetzbildung kann unter anderem zu Unfällen beim Wartungspersonal oder Schäden an Betriebsmitteln führen [6]. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der beabsichtigten Inselnetzbildung.

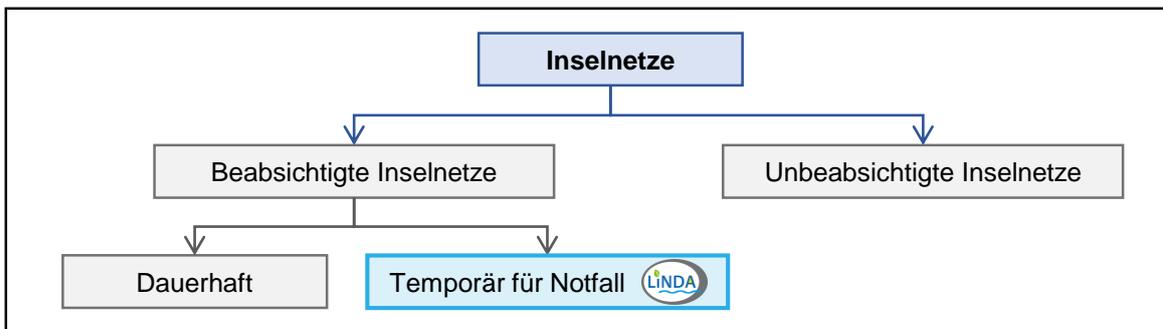


Abbildung 1: Kategorisierung von Inselnetzen

Weiter ist die Dauer des Inselnetzbetriebs zu unterscheiden. Im Gegensatz zu dauerhaft beabsichtigten Inselnetzen wie auf einem Schiff oder im Flugzeug, soll das Inselnetz im LINDA-Projekt nur temporär bestehen bleiben, bis die Versorgung über das Verbundnetz wieder möglich ist. Abbildung 1 fasst die Kategorisierung der verschiedenen Inselnetztypen kurz zusammen und ordnet das LINDA-Konzept ein.

Projekt LINDA

Im LINDA-Konzept wird im Fall eines langanhaltenden und großflächigen Stromausfalls ein schwarzstartfähiges Führungskraftwerk genutzt, um eine Notversorgungsinsel aufzubauen. Für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt ist das Führungskraftwerk mit einer flachen $P(f)$ -Statik verantwortlich. Weitere dezentrale Erzeugungsanlagen im Inselnetzgebiet unterstützen das Wasserkraftwerk als Führungskraftwerk bei der Bereitstellung der benötigten Wirk- und Blindleistung. Bei einem Wirkleistungsüberschuss und dem damit einhergehenden Frequenzanstieg reduzieren die DEA die Einspeiseleistung. Die Inselnetzerkennung der DEA spricht bei der gewollten Notversorgungsinsel nicht an. Die aktuelle Inselnetzfrequenz ergibt sich aus dem Last-Erzeugungs-Verhältnis und kann in einer Bandbreite von ca. 4,5 Hertz (Hz) variieren. Dabei gilt sie als zentrale Kommunikations- und Regelgröße. Somit kann auf eine zusätzliche Kommunikationsinfrastruktur verzichtet werden. [4]

Das LINDA-Konzept wurde bereits in einigen Feldversuchen in einem realen süddeutschen Netzgebiet und einem transienten Simulationsmodell des Netzgebietes erfolgreich erprobt [7]. Mithilfe des Simulationsmodells, welches mithilfe der Messdaten aus den Feldversuchen validiert und optimiert wurde, lassen sich die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Erzeugungs- und Lastkonstellationen übertragen. [8]

Zu den im Inselnetz integrierten dezentralen Erzeugungsanlagen gehören neben Biogasanlagen auch Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen). Das Verhalten der PV-Anlagen im Inselnetzgebiet wird im Folgenden analysiert.

3. Analyse des Verhaltens von PV-Anlagen

Die Analyse des Verhaltens von PV-Anlagen basiert auf den in den Feldversuchen des LINDA-Projekts gewonnenen Messdaten. Des Weiteren stellt die gemeinsame Veröffentlichung [5] des Betreuers und der Autorin die inhaltliche Grundlage für das folgende Kapitel dar und wird aus diesem Grund zur Unterstützung der Erläuterung herangezogen.

3.1 PV-Anlagen

Photovoltaik bezeichnet die Umwandlung der Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie mithilfe von Solarzellen. Eine PV-Anlage besteht aus PV-Modulen und diese wiederum aus mehreren Solarzellen. Der Hauptbestandteil der Solarzelle ist Silizium. [9] Die Funktionsweise von PV-Anlagen wird als bekannt vorausgesetzt und deshalb in dieser Arbeit nicht näher erklärt (siehe dazu z.B. [9]). Für die folgenden Analysen werden die Begriffe Sonnenstrahlung und Bestrahlungsstärke sowie deren Einfluss auf die resultierende Wirkleistung der PV-Anlagen erläutert.

3.1.1 Sonnenstrahlung und Bestrahlungsstärke

Die Sonne als wichtigste Energiequelle der Erde emittiert Strahlungsleistung. Diese Strahlungsleistung erzeugt an der Grenzschicht der Erdatmosphäre zum extraterrestrischen Raum senkrecht zur Einstrahlungsrichtung die Gesamtestrahlungsstärke E_{EX} von 1367 Watt je Quadratmeter (W/m^2) (mittlere Strahlungsleistung je Flächenelement). Dieser Wert wird als Solarkonstante bezeichnet. Aufgrund der Kugel-Form der Erde und der Absorption sowie Streuung der Strahlung in der Erdatmosphäre erreicht nur ein Bruchteil der direkten Sonnenstrahlung die Erdoberfläche. [10]

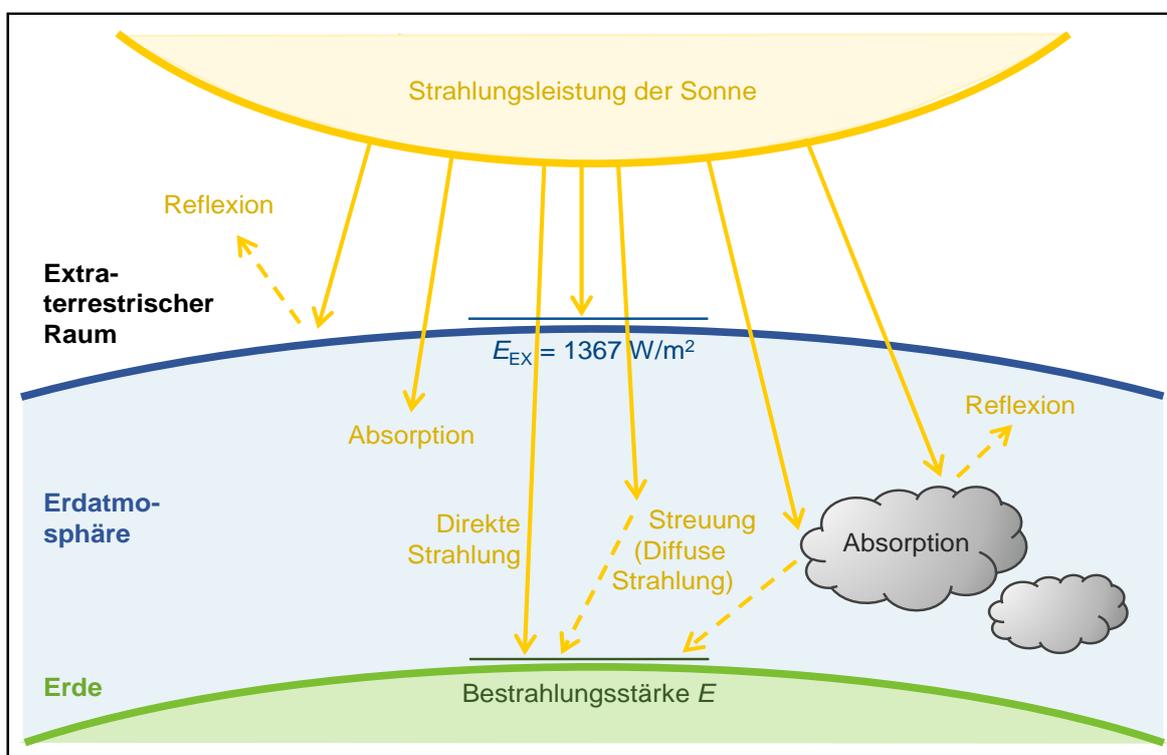


Abbildung 2: Einfluss von Wolken auf die Bestrahlungsstärke

Die in Wolken enthaltenen Wasser-Moleküle sind neben Ozon die wichtigsten absorbierenden Moleküle der Erdatmosphäre. Diese sind ebenfalls für die Streuung der direkten Sonnenstrahlung und damit die Erzeugung diffuser Strahlung verantwortlich. Die Summe von diffuser und direkter Sonnenstrahlung (Globalstrahlung) erzeugt in der Ebene die Bestrahlungsstärke E der Sonne. [10]

Abbildung 2 zeigt den Einfluss von Wolken auf die Bestrahlungsstärke der Erdoberfläche. Die Ausstrahlung von der Erdoberfläche wird in der graphischen Darstellung vernachlässigt. Wolken beeinflussen somit durch Reflexion, Absorption und Streuung die Globalstrahlung und damit auch die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche. Die resultierende Wirkleistung der PV-Anlagen hängt direkt von der Globalstrahlung ab [9]. Der Wirkungsgrad der PV-Anlagen hängt zusätzlich von weiteren Faktoren wie beispielsweise dem Breitengrad, der Tages- sowie Jahreszeit, Ausrichtung oder Zelltemperatur ab, die hier jedoch nicht weiter betrachtet werden.

3.1.2 Entwicklung der PV-Anlagen in Deutschland

Durch den technischen Fortschritt und die Förderung von PV-Anlagen unter anderem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dessen Novellen stieg die installierte Leistung in Deutschland seit 1990 deutlich (siehe Abbildung 3). Im Februar 2018 betrug sie 43,4 GW_p [11].

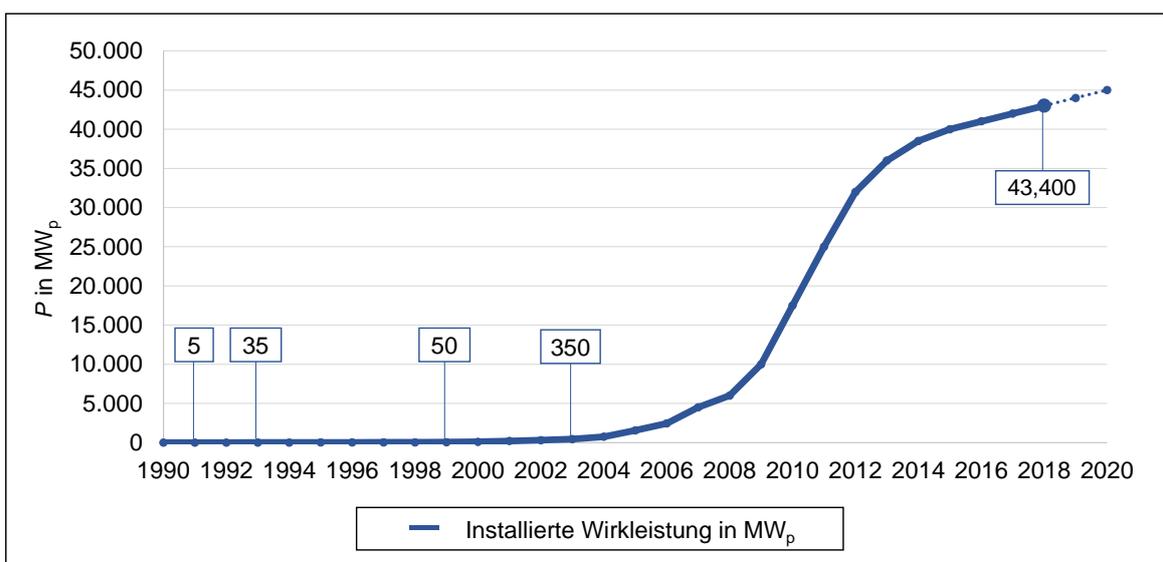


Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland seit 1990 nach [12, 13]

Diese Erzeugungsleistung kann Einfluss auf die Systemstabilität des Verbundnetzes nehmen. Aus diesem Grund bestimmen Grid Codes das Verhalten der PV-Anlagen insbesondere in Überfrequenz-Situationen, indem sie eine Wirkleistungsreduktion vorschreiben. Mit der Weiterentwicklung der Anlagen wurden auch die Netzanschlussbedingungen im Laufe der Zeit optimiert, sodass heute das Verhalten der heterogenen PV-Anlagenpopulation in Überfrequenz-Situationen variiert. Die Anpassungen sollen die Systemstabilität auch bei steigender Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen gewährleisten [5]. [14]

3.2 Motivation und zentrale Fragestellung

Im Normalbetrieb liegt die Frequenz des europäischen Verbundsystems nahezu bei 50,0 Hz. Dabei ist das Last-Erzeugungs-Verhältnis weitestgehend ausgeglichen. In Störfällen können durch eine Verschiebung des Gleichgewichts sowohl Unter- als auch Überfrequenz-Situationen entstehen. In Überfrequenz-Situationen ab 50,2 Hz schreiben Grid Codes den DEA die frequenzabhängige Reduktion der Wirkleistungseinspeisung vor, um den Wirkleistungsüberschuss zu reduzieren und damit dem Frequenzanstieg entgegenzuwirken. Diese für den Verbundbetrieb entwickelte Funktion wird durch das LINDA-Konzept im Inselnetzbetrieb aktiv genutzt, um einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt zu ermöglichen. [5]

Ausschlaggebend für den ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt im Inselnetz-Regelungskonzept ist das Führungskraftwerk mit einer flachen $P(f)$ -Statik. Diese entspricht der dunkelblauen Kennlinie in Abbildung 4. Der ausgeglichene Blindleistungshaushalt gehört ebenfalls zur Aufgabe des Führungskraftwerks, steht aber nicht weiter im Fokus der Betrachtungen. Bei diesem Wirkleistungsregelungskonzept ist – im Gegensatz zum Normalbetrieb um 50,0 Hz – die Frequenz zwischen 47,5 Hz und 52,0 Hz variabel. Die Inselnetzfrequenz ist abhängig vom momentanen Leistungsumsatz und kann durch Zu- oder Abschaltung von Lasten verschoben werden. [5, 15] Das Verhalten des Führungskraftwerks und der DEA im gesamten Frequenzbereich ergibt das für das LINDA-Projekt relevante grundlegende Wirkleistungsregelungskonzept. Abbildung 4 zeigt das vereinfacht dargestellte $P(f)$ -Summenverhalten der DEA (hellblau), die $P(f)$ -Statik des Führungskraftwerks (dunkelblau) sowie das kombinierte Verhalten (lila).

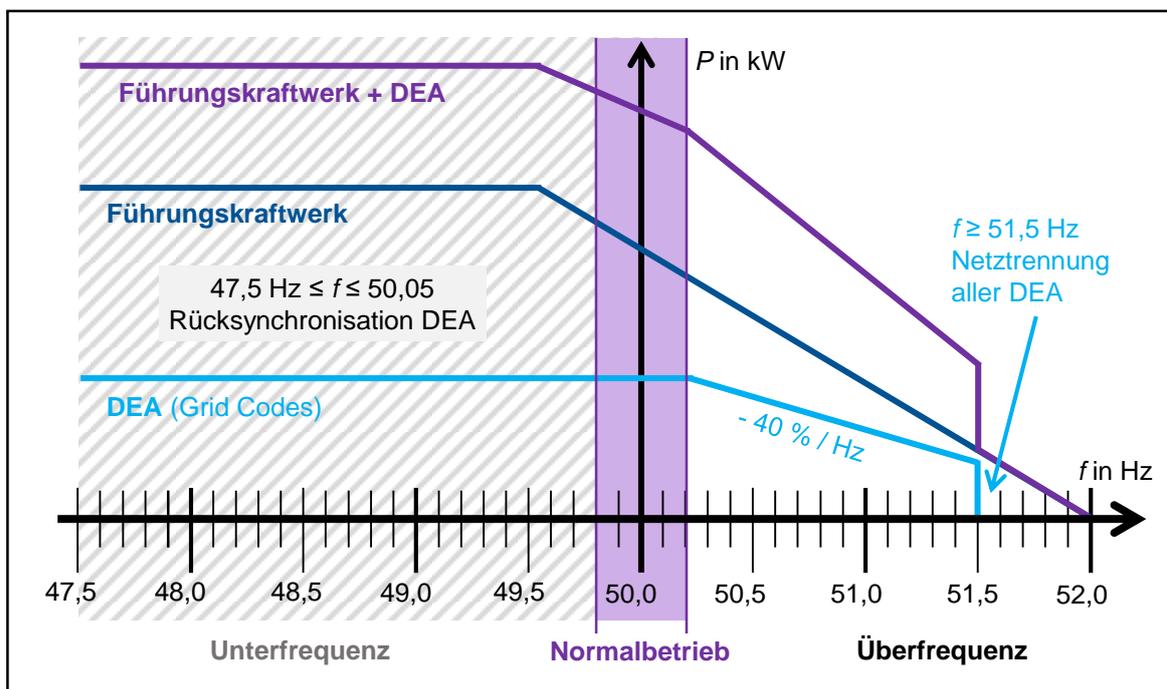


Abbildung 4: Wirkleistungsregelungskonzept im Inselnetzbetrieb nach [5]

Das Wirkleistungsregelungskonzept beinhaltet zunächst das vereinfacht dargestellte $P(f)$ -Verhalten der DEA. Bei genauerer Betrachtung führt jedoch die historisch gewachsene Erzeugerstruktur zu Anlagenverhalten gemäß unterschiedlicher Grid Codes. So erfolgt die Wirkleistungsreduktion bei

Anlagen nach VDE-AR-N 4105 [16] und der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [17] durch eine Rampenfunktion. Bei Altanlagen gemäß DIN V VDE V 0126-1-1 [18] und nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV [19] sind hingegen Abschaltungen bei festen Frequenzschwellwerten zulässig.

Zentrale Fragestellungen für die Funktionstüchtigkeit des LINDA-Konzepts sind, ob sich die DEA in der Realität gemäß der anzuwendenden Normen verhalten und ob sie Leistungssprünge hervorrufen, die zu einer Destabilisierung des Inselnetzes führen. Zur Klärung der Fragestellungen wird das reale Verhalten der PV-Anlagen im Netzbezirk Feldheim analysiert. [5]

3.3 Methodik

Die Analysen zum realen Verhalten der heterogenen PV-Anlagenpopulation basieren auf den Messdaten eines Inselnetz-Feldversuchs in einem süddeutschen Netzgebiet. Abbildung 5 veranschaulicht den schematischen Aufbau des Inselnetzes im Feldversuch. Das Führungskraftwerk (Wasserkraftwerk) sowie 133 PV-Anlagen mit einer Summenleistung $P_{\text{inst}} = 1,47 \text{ MW}_p$ und heterogenem Normverhalten stellen die Erzeugungsanlagen im Inselnetzgebiet dar. Auf Lastseite befinden sich ca. 400 Haushalte und Kleingewerbe sowie kleinstufig schaltbare Lastbänke. [5]

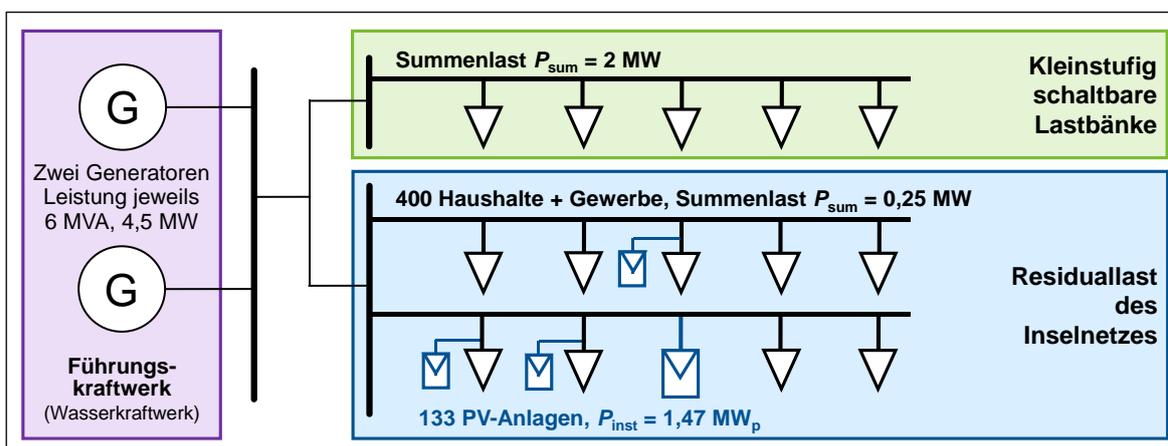


Abbildung 5: Schematische Darstellung des untersuchten Inselnetzes nach [5]

Die Lastbänke als ohmsche Heizwiderstände dienen der Erhöhung der Grundlast und ermöglichen durch gezielte Lastvorgaben eine Einstellung nahezu beliebiger Inselnetzfrequenzen in der gewünschten Bandbreite zwischen 47,5 Hz und 52,0 Hz. Durch Verschiebung der Lastkurve (siehe Lastkurve 1 - 3) mithilfe der Lastbänke ändert sich der Arbeitspunkt auf der resultierenden $P(f)$ -Statik aus Führungskraftwerk und DEA und somit auch die resultierende stationäre Frequenz (siehe Abbildung 6). Damit kann im Inselnetzbetrieb der Arbeitspunkt (AP) und damit der ausgeglichene Wirkleistungshaushalt nicht nur um 50,0 Hz, sondern beispielsweise bei 51,0 Hz liegen. Dieser Inselnetzaufbau erlaubt die Messung des realen PV-Anlagenverhaltens in Überfrequenz-Situationen und bei Rücksynchronisation nach Netztrennung. [5]

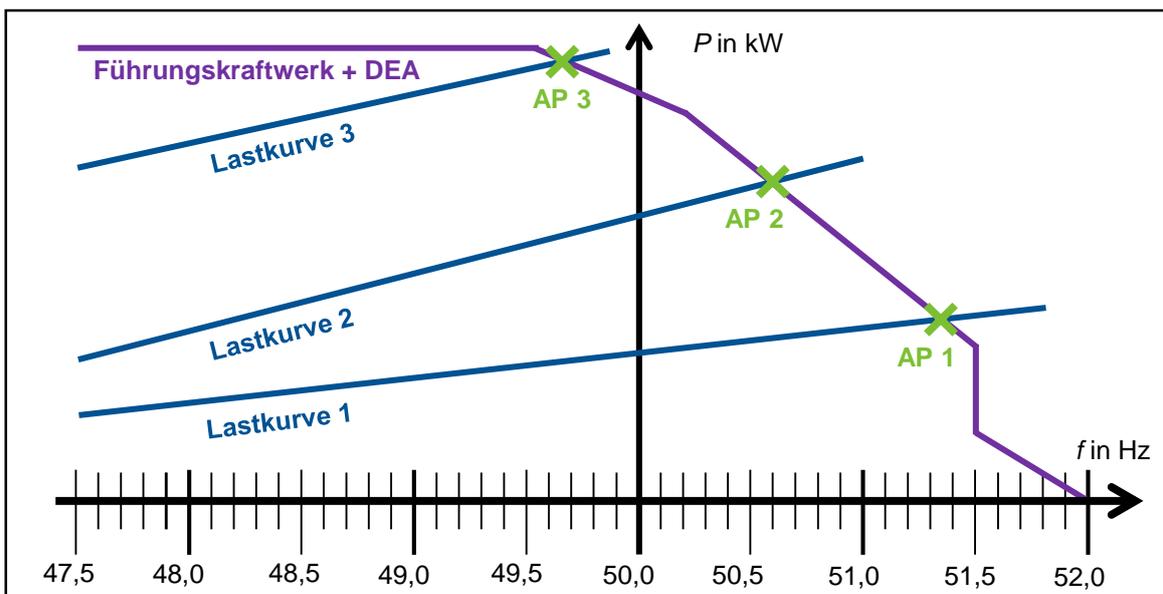


Abbildung 6: Änderung der stationären Frequenz durch Verschiebung der Lastkurve nach [5]

Abbildung 7 zeigt im Vordergrund die Bedieneinheiten der Lastbänke anhand deren manuell die Lastvorgaben eingestellt und betätigt werden können. Im Hintergrund ist eine Lastbank sichtbar. Abbildung 8 zeigt das Wehr des Wasserkraftwerks.



Abbildung 7: Lastbänke im Feldversuch



Abbildung 8: Wehr des Wasserkraftwerks

Nachdem die Entstehung von Überfrequenz-Situationen im Inselnetz und die Methodik zur Messung des Verhaltens der PV-Anlagen mithilfe des Feldversuchs dargestellt wurde, folgt die Übersicht zur Analyse des realen Verhaltens von PV-Anlagen insbesondere in Überfrequenz-Situationen auf Grundlage des erwarteten Normverhaltens.

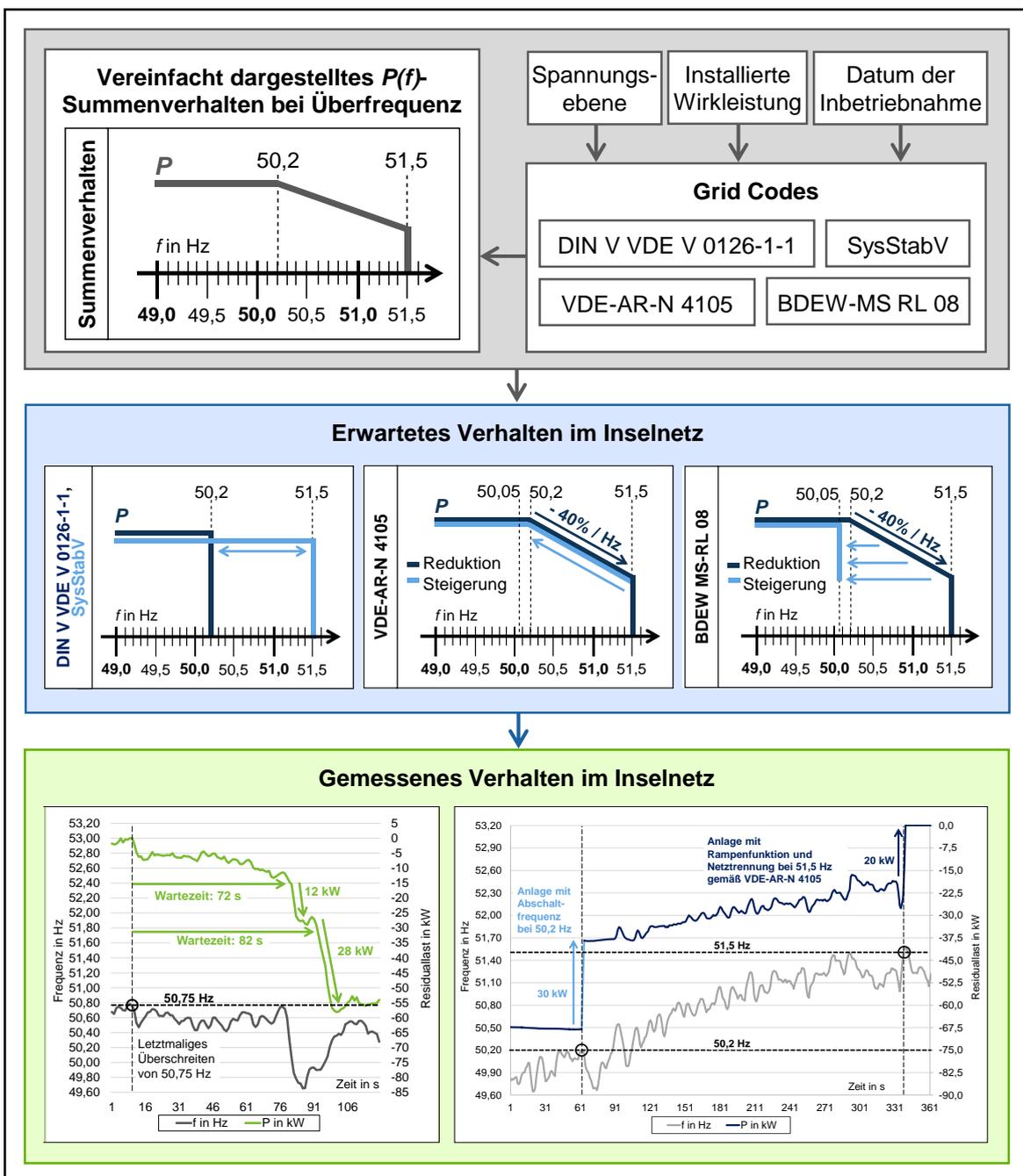


Abbildung 9: Wirkleistungsverhalten von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen nach [5]

In Abhängigkeit des Datums der Inbetriebnahme, installierter Wirkleistung und Spannungsebene kann das zu erwartende Normverhalten gemäß der Grid Codes abgeleitet werden. Dieses kann daraufhin mit dem im Feldversuch gemessenen Verhalten verglichen werden (siehe Abbildung 9).

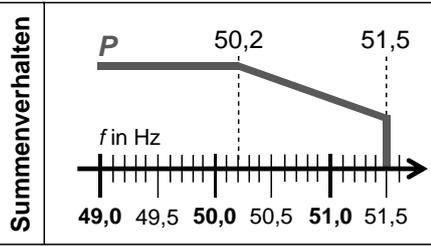
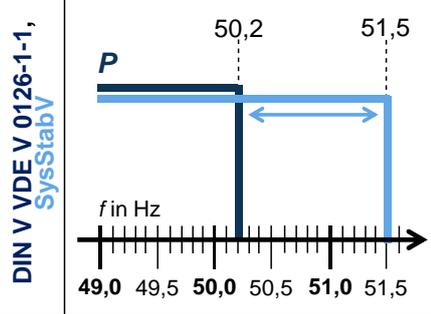
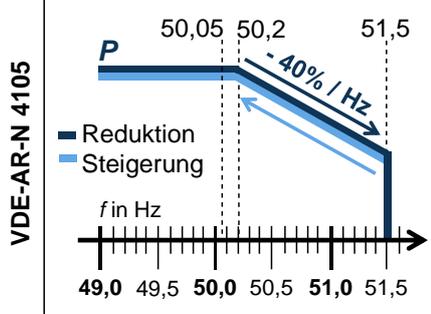
3.3.1 Erwartetes PV-Verhalten in verschiedenen Frequenzsituationen

Das Verhalten wird zunächst in die Wirkleistungsreduktion und -steigerung sowie anschließend in die Rücksynchronisation nach einer Netztrennung unterteilt.

3.3.1.1 Wirkleistungsreduktion und -steigerung

Die unterschiedlichen Grid Codes führen zu einem heterogenen Anlagenverhalten in Bezug auf die Wirkleistungsreduktion bei $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

Tabelle 1: Erwartetes PV-Verhalten in verschiedenen Frequenzsituationen

Schematische Betrachtung des frequenzabhängigen Summenverhaltens	
<p>Abbildung 10 zeigt das Summenverhalten der DEA im Verbundnetz in vereinfachter Darstellung. Die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion des Summenverhaltens zwischen $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ setzt sich aus zwei verschiedenen Verhaltenstypen zusammen. Zum einen besteht es aus der Abschaltungen bei Frequenzschwellwerten und zum anderen aus dem Rampenverhalten. [5]</p>	 <p>Abbildung 10: Schematische Betrachtung des $P(f)$-Summenverhaltens [5]</p>
PV-Anlagen mit Abschaltung bei festen Frequenzschwellwerten	
<p>Die Leistungsreduktionen in Form von Abschaltungen bei festen Frequenzschwellwerten ist für Altanlagen gemäß DIN V VDE V 0126-1-1 und nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV erlaubt. Gemäß der DIN V VDE V 0126-1-1 erfolgt die Netztrennung für Anlagen mit einer selbsttätigen Schaltschwelle bei $f > 50,2 \text{ Hz}$. Aufgrund der Gefährdung der Systemstabilität durch eine sofortige Netztrennung aller dezentralen Erzeugungsanlagen bei einer Frequenz von $50,2 \text{ Hz}$ mussten Anlagen gemäß SysStabV nachgerüstet werden. [5]</p>	 <p>Abbildung 11: Abschaltung bei festen Frequenzschwellwerten [5]</p>
PV-Anlagen mit Rampenverhalten	
<p>Das Rampenverhalten kann sich gemäß zwei unterschiedlicher Richtlinien ereignen, die sich in einigen Aspekten jedoch gleichen. Eine Gemeinsamkeit besteht darin, dass Anlagen gemäß VDE-AR-N 4105 und BDEW MS-RL 08 einen Momentanwert P_m bei Überschreiten von $50,2 \text{ Hz}$ speichern und daraufhin ihre Wirkleistung im Bereich $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ mit $40 \% P_m$ pro Hz reduzieren. Die beiden Normen unterscheiden sich dahingehend, dass bei der VDE-AR-N 4105 der Leistungswert entlang dieser Rampe in beide Richtungen instantan dem Frequenzwert folgt (siehe Abbildung 12). [5]</p>	 <p>Abbildung 12: Rampenverhalten nach VDE-AR-N 4105 [5]</p>

Im Gegensatz zur VDE-AR-N 4105 wird bei der Mittelspannungsrichtlinie BDEW MS-RL 08 die Reduktion entsprechend der maximal erreichten Frequenz eingefroren und die Leistung erst wieder nach Unterschreiten von 50,05 Hz gesteigert (siehe Abbildung 13). Bei Überschreiten von 51,5 Hz erfolgt in beiden Fällen die sofortige Netztrennung der PV-Anlagen. [5]

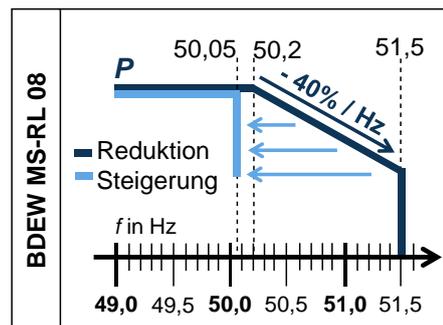


Abbildung 13: Rampenverhalten nach BDEW MS-RL 08 [5]

Tabelle 2 fasst die laut SysStabV zur Nachrüstung betroffenen Anlagen nach Spannungsebene, installierter maximaler Leistung und dem Zeitraum der Inbetriebnahme zusammen. Die Anforderungen gelten für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie.

Tabelle 2: Anwendungsbereich für die Nachrüstung von Anlagen nach SysStabV [19]

Spannungsebene	Installierte max. Leistung	Beginn Zeitraum	Ende Zeitraum
Mittelspannung (MS)	$P_{\max} > 30 \text{ kW}_p$	Mai 2001	2008
Niederspannung (NS)	$P_{\max} > 10 \text{ kW}_p$	September 2005	2011
	$P_{\max} > 100 \text{ kW}_p$	Mai 2001	2011

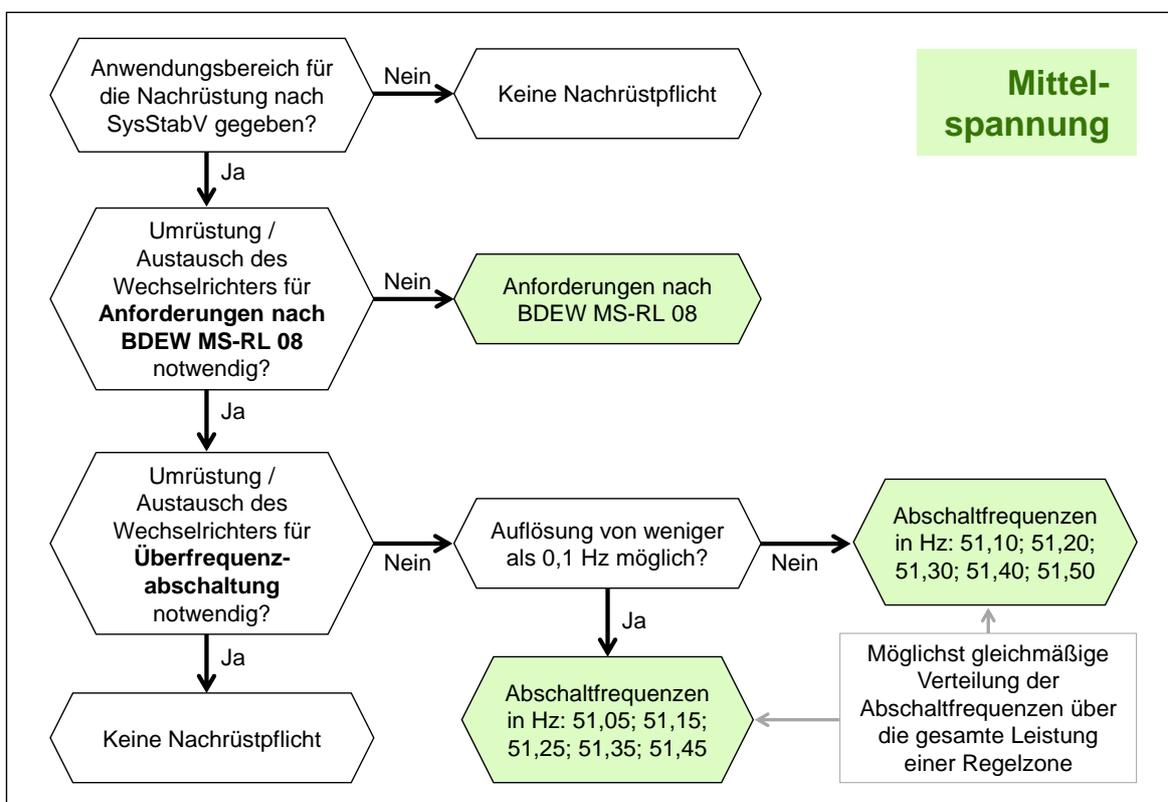


Abbildung 14: Nachrüstverpflichtung von MS-Anlagen nach SysStabV [19]

Die Verpflichtungen zur Nachrüstung bestehen für MS-Anlagen in den Anforderungen der BDEW MS-RL 08. Wenn hierfür die Nachrüstung oder der Austausch des Wechselrichters notwendig ist, beschränkt sich die Pflicht auf die in Abbildung 14 abgebildeten Aufzählungspunkte. Für NS-Erzeugungsanlagen gelten die in Abbildung 15 aufgelisteten Nachrüstverpflichtungen.

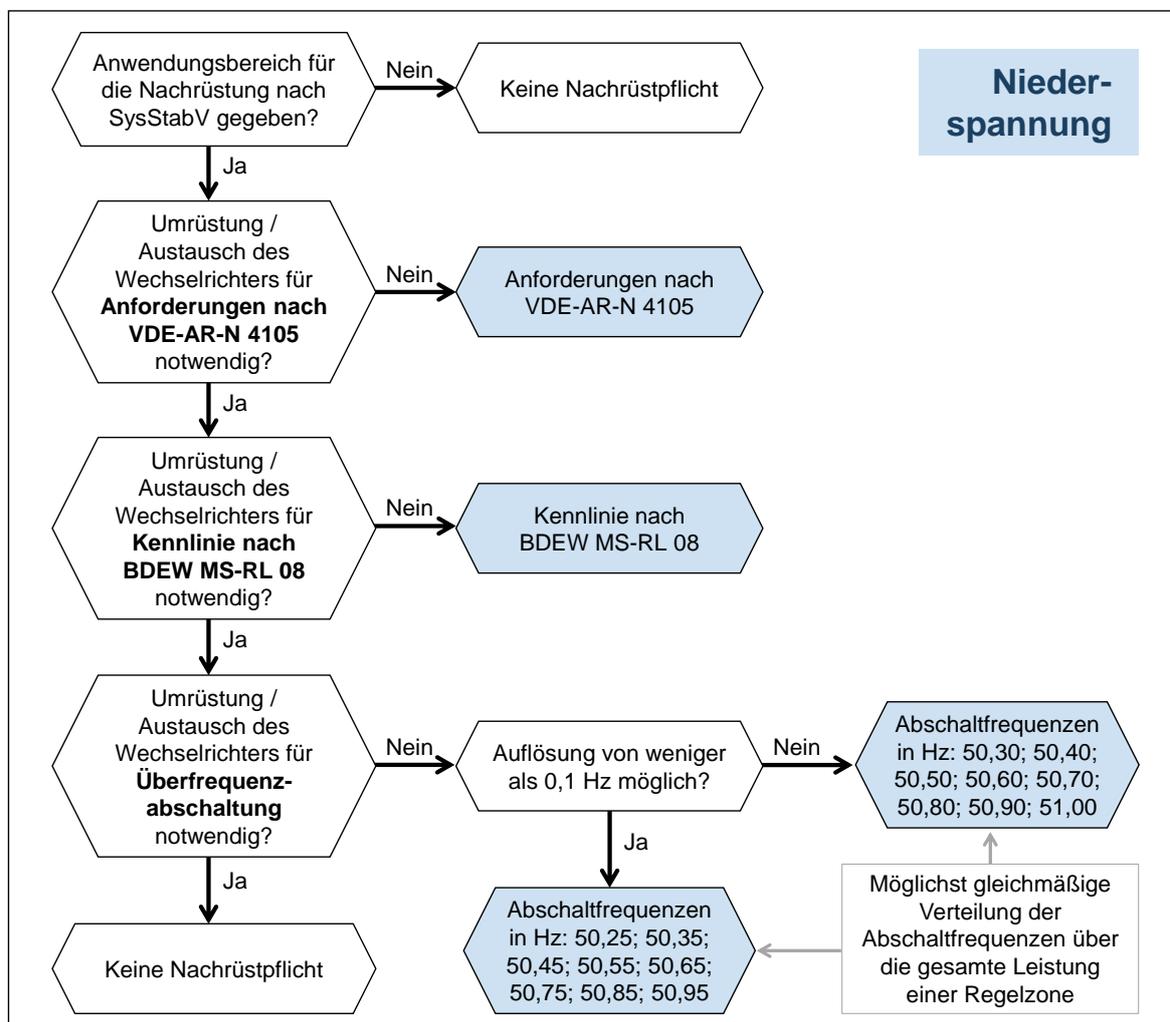


Abbildung 15: Nachrüstverpflichtung von NS-Anlagen nach SysStabV [19]

Neben der Wirkleistungsreduktion und -steigerung bestimmen die Grid Codes zudem die Rücksynchronisation der PV-Anlagen nach einer Netztrennung.

3.3.1.2 Rücksynchronisation nach Netztrennung

Bei Anlagen mit Schaltschwellen erfolgt gemäß [18, 19] die Rücksynchronisation nach einer Netztrennung, nachdem der Frequenzschwellwert für mindestens 30 s unterschritten wurde. Der Leistungsgradient ist bei der Wiederschaltung nicht begrenzt. Daher wird in Kapitel 3.4.1.1 untersucht, ob dies zu destabilisierenden Leistungssprüngen im Inselnetz führt. Bei Anlagen mit Rampenverhalten gemäß [16, 17] erfolgt die Rücksynchronisation nach einer Netztrennung, wenn die Bedingung $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,05 \text{ Hz}$ für mindestens 60 Sekunden (s) eingehalten wird. Anschließend steigern diese Anlagen ihre Leistung mit 10 % der maximalen Wirkleistung P_{max} pro Minute. [5]

3.3.2 Methodik zur Kategorisierung der PV-Anlagenpopulation im Feldversuch

Die Kategorisierung der vorhandenen heterogenen PV-Anlagenpopulation ist für die Analyse des Verhaltens notwendig. Der Entscheidungsbaum führt mithilfe des Ausschlussverfahrens zur Zuteilung der geltenden Norm. Das Datum der Inbetriebnahme ist hier vereinfacht dargestellt und wird in Tabelle 3 genauer aufgezeigt. Der Baum beinhaltet nicht alle Möglichkeiten, sondern lediglich die für das Inselnetzgebiet relevanten Anlagen-Normen. Die vorhandene Datengrundlage trägt zur Bestimmung des erwarteten Verhaltens bei.

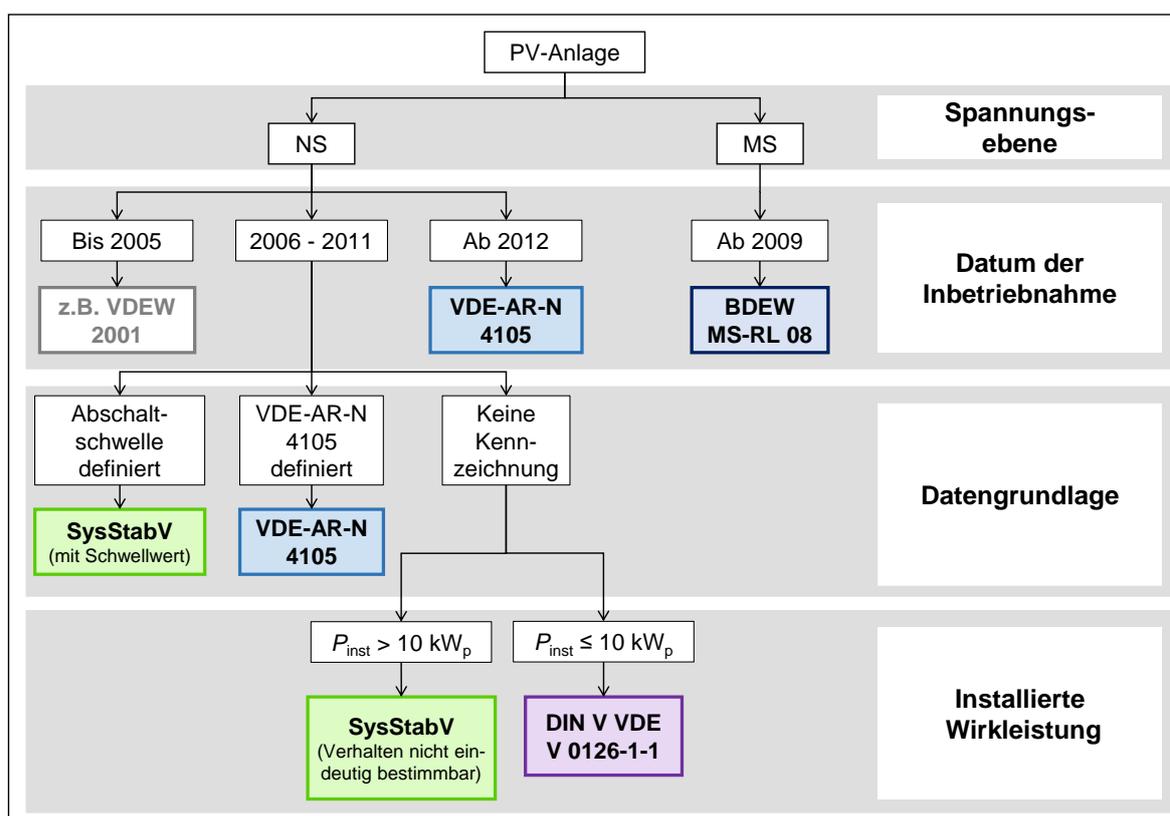


Abbildung 16: Methodik zur Kategorisierung der heterogenen PV-Anlagenpopulation

Tabelle 3 fasst die Details zur Kategorisierung des erwarteten Normverhaltens zusammen. Datum der Inbetriebnahme, Spannungsebene und installierte Wirkleistung je Norm sind hierbei zu beachten. Weiter beinhaltet sie die im Inselnetzgebiet installierte Wirkleistung P_{Inst} .

Tabelle 3: Kategorisierung der PV-Anlagenpopulation gemäß Grid Codes [5]

Grid Code	Abschaltschwellen			Nicht eindeutig festgelegt	Rampenverhalten	
	z.B. VDEW 2001 [20]	DIN V VDE V 0126-1-1	SysStabV (Schwellwert dokumentiert)	SysStabV	VDE-AR-N 4105	BDEW MS-RL 08
Datum der Inbetriebnahme	Seit 1991	Seit 01.02.2006	Nachrüstung 01.09.2005 bis 31.12.2011		Seit 01.01.2012	Seit 01.01.2009
Spannungsebene	NS	NS	NS, $P_{\text{inst}} > 10 \text{ kW}^*$		NS	MS
Reduktion	-	-	-	Je nach Wechselrichter: Netztrennung zwischen 50,2 Hz und 51,0 Hz oder Rampenverhalten nach VDE-AR-N 4105 *	40 % P_m / Hz 50,2 Hz $\leq f \leq$ 51,5 Hz	
Steigerung	-	-	-		40 % P_m / Hz 50,2 $\leq f \leq$ 51,5 Hz	$f \leq$ 50,05 Hz
Netztrennung	Nicht definiert	$f > 50,2 \text{ Hz}$	$f \geq$ Schwellwert		$f \geq 51,5 \text{ Hz}$	$f \geq 51,5 \text{ Hz}$
Rücksynchronisation	Nicht definiert	$f \leq 50,2 \text{ Hz}$, Wartezeit $\geq 30 \text{ s}$	$f \leq$ Schwellwert, Wartezeit $\geq 30 \text{ s}$		$f \leq 50,05 \text{ Hz}$, Wartezeit $\geq 60 \text{ s}$ (10 % $P_{\text{max}} / \text{min}$)	
P_{inst} im Inselnetzgebiet	$P_{\text{inst}} = 0,325 \text{ MW}_p$		$P_{\text{inst}} = 0,356 \text{ MW}_p$	$P_{\text{inst}} = 0,132 \text{ MW}_p$	$P_{\text{inst}} = 0,455 \text{ MW}_p$	$P_{\text{inst}} = 0,198 \text{ MW}_p$

* Dieser Auszug ist für Analysen im untersuchten Netzgebiet relevant. Die Norm umfasst grundsätzlich noch weitere Anlagen.

Den zeitlichen Verlauf des in Kraft Tretrons der verschiedenen Grid Codes inklusive der Entwicklung der installierten Wirkleistung der PV-Anlagen in Deutschland zeigt Abbildung 17.

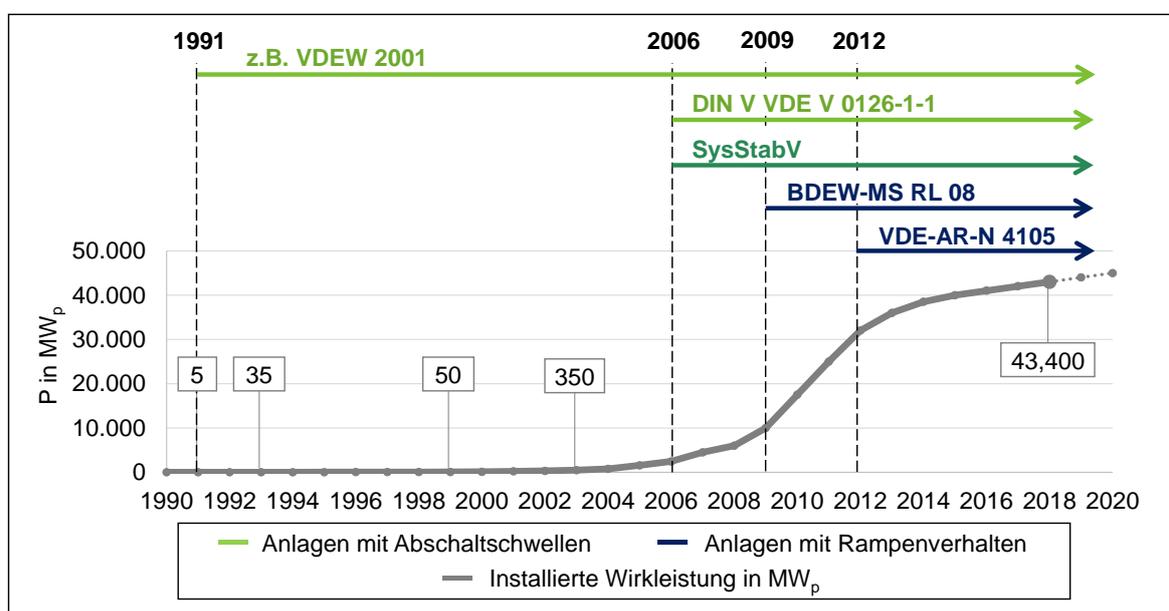


Abbildung 17: Entwicklung der Grid Codes und der installierten PV-Leistung nach [12, 13]

Durch die historisch gewachsene Anlagenpopulation befinden sich somit auch im Inselnetzgebiet Anlagen gemäß unterschiedlicher Normen. Das erwartete wird im Folgenden mit dem gemessenen Verhalten verglichen.

3.4 Vergleich des gemessenen mit dem erwarteten Verhalten

Das folgende Kapitel stellt die Messergebnisse zu den PV-Anlagen während und nach Überfrequenz-Situationen vor. Dabei wird zwischen der Wirkleistungsreduktion und -steigerung sowie Anlagen mit Frequenzschwellwerten oder Rampenverhalten unterschieden. Weiter wird neben dem Einzelverhalten der Anlagen auch das Gesamtverhalten analysiert und dessen Einfluss auf die Inselnetzstabilität ermittelt.

3.4.1 Reales Verhalten einzelner PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen

In den Messergebnissen fasst die Residuallast die im Inselnetz vorhandenen Lasten und die Wirkleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen zusammen. Die zeitliche Auflösung der Messwerte (P , f) beträgt 1 s. Einzelne PV-Anlagen werden im Folgenden in Anlagen mit Abschaltschwellen und mit Rampenverhalten gegliedert. [5]

3.4.1.1 Abschaltschwellen

Dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Abschaltschwelle trennen sich bei Erreichen einer definierten Abschaltfrequenz sofort vom Netz. Die Rücksynchronisation erfolgt bei Unterschreitung des Schwellwertes nach einer definierten Wartezeit. [5]

Abschaltschwelle bei 50,2 Hz gemäß DIN V VDE V 0126-1-1

DIN V VDE V 0126-1-1 (Selbsttätige Schaltstellen in der Niederspannungsebene) schreibt eine sofortige Netztrennung der Erzeugungsanlagen bei Überschreitung von 50,2 Hz innerhalb von 0,2 s vor. Wird die Abschaltfrequenz für mindestens 30 s nicht mehr überschritten, beginnt die Rücksynchronisation. [18] Abbildung 18 zeigt die Netztrennung aller Altanlagen im gesamten Inselnetz beim Schwellwert 50,2 Hz, die Wartezeit (mind. 30 s) und die darauffolgende Rücksynchronisation. [5]

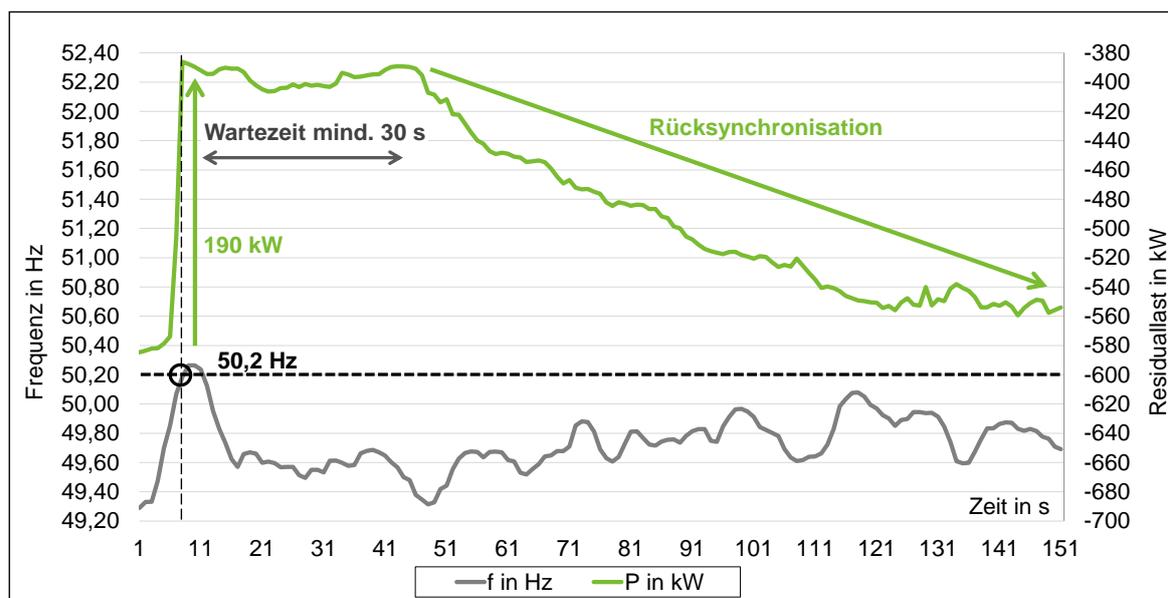


Abbildung 18: Reales Rücksynchronisationsverhalten von Erzeugungsanlagen bei 50,2 Hz [5]

Das Summenverhalten aller Anlagen bei Netztrennung ergibt einen Zeitversatz von ca. 2 s. Eine mögliche Erklärung für dieses Verhalten ist eine gewisse Streuung bei den tatsächlichen Abschaltfrequenzen unterschiedlicher Anlagen. [5]

Abbildung 19 zeigt, dass die Netztrennung einiger Anlagen bereits vor 50,2 Hz beginnt. Da die 50,2 Hz-Schwelle nicht erreicht wird, trennen sich gegebenenfalls nicht alle Anlagen dieses Typs. Aufgrund des Lastrauschens ist die Wartezeit hier nicht eindeutig erkennbar. [5]

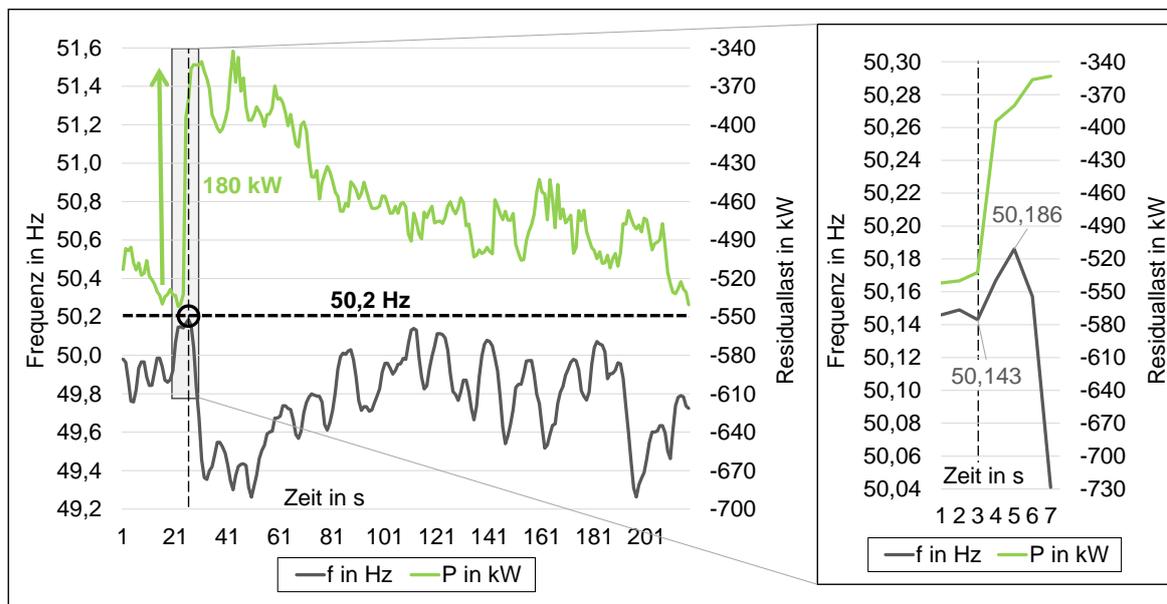


Abbildung 19: Netztrennung einiger Erzeugungsanlagen vor 50,2 Hz

Auch in Abbildung 18 ist zu erkennen, dass die Netztrennung der Anlagen schon vor Erreichen der 50,2 Hz beginnt. Das Summenverhalten entspricht also keiner zeitsynchronen Sprungfunktion. Aufgrund unterschiedlich langer Wartezeiten einzelner Anlagen, sowie einem niedrigeren Leistungsgradienten als bei der Netztrennung, ergibt sich in Summe eine rampenartige Rücksynchronisation. Dieses Verhalten ist für die Stabilität des Inselnetzbetriebs förderlich, da eine sprunghafte, gleichzeitige Rücksynchronisation aller Anlagen zu starken Frequenzschwankungen führen kann. [5]

Nachgerüstete Anlagen mit Abschaltung bei verteilten Frequenzschwellwerten gemäß SysStabV

Das Ziel der Systemstabilitätsverordnung ist die Vermeidung einer Gefährdung der Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes durch die gleichzeitige Netztrennung aller DEA bei einer Frequenz von 50,2 Hz. Eine zulässige Nachrüstung im Sinne der Verordnung ist die Verteilung der Abschaltsschwellen gemäß Abbildung 15 und Abbildung 14. [19]

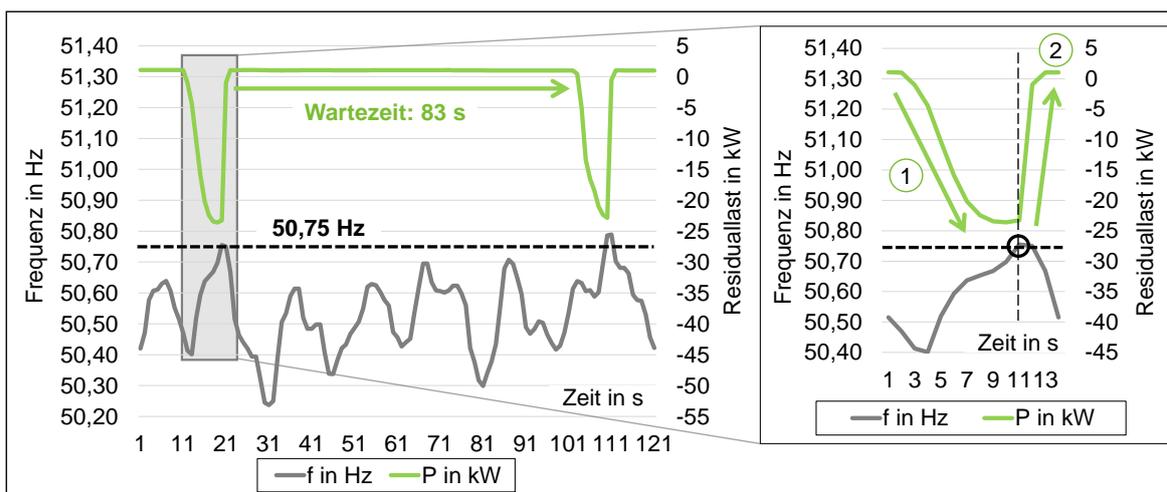


Abbildung 20: Reales Verhalten einer PV-Anlage mit nachgerüsteter Abschaltswelle [5]

Abbildung 20 zeigt die Messung einer Einzelanlage bei einer Abschaltfrequenz von 50,75 Hz im Inselnetz-Feldversuch. Wird die Abschaltfrequenz überschritten, erfolgt die sofortige Netztrennung. Nach einer Wartezeit, bei der die Abschaltfrequenz kontinuierlich unterschritten wird (hier 83 s), beginnt die Rücksynchronisation gemäß des Grid Codes. Die Vergrößerung rechts in der Abbildung zeigt deutlich, dass der Leistungsgradient der Rücksynchronisation (1) kleiner als der der Abschaltung (2) ist. [5]

Nicht nur der Frequenzschwellwert, auch die Wartezeit kann anlagenspezifisch variieren (siehe Abbildung 21). Die Leistungsdifferenz von 3 kW in der Residuallast zwischen dem Moment der Netztrennung und der Rücksynchronisation ist auf Lastrauschen zurückzuführen. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die Zeit von der letztmaligen Überschreitung des Schwellwertes bis zur Rücksynchronisation. Der Zeitraum von Netztrennung (links) bis Rücksynchronisation (rechts) ist länger, da die Frequenz den Schwellwert zwischenzeitlich übersteigt. [5]

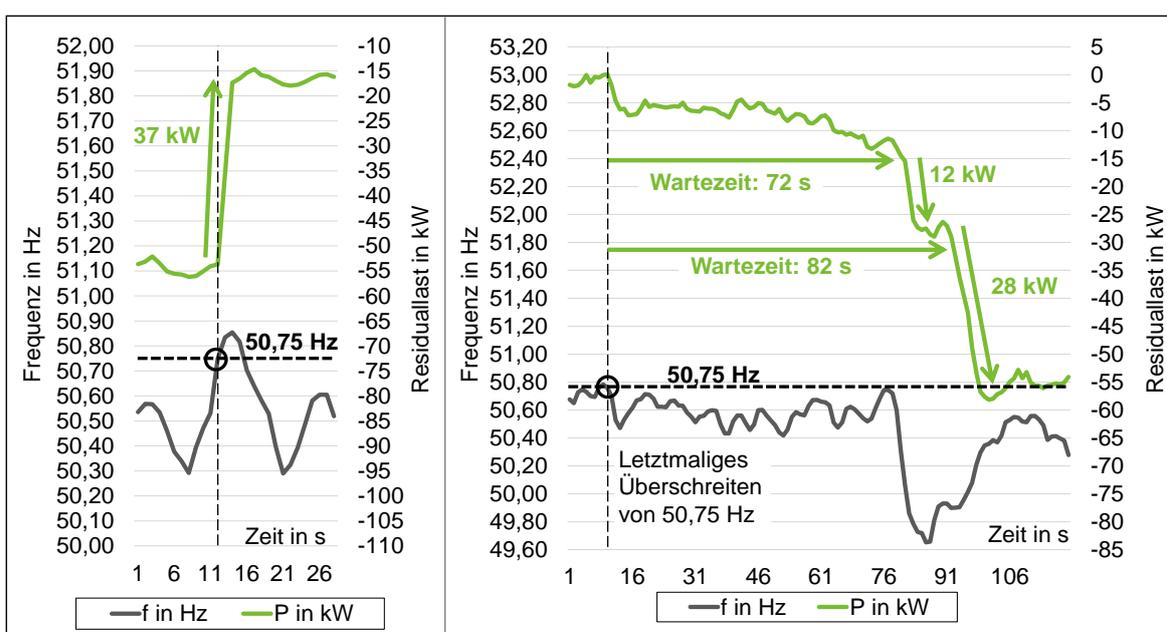


Abbildung 21: Messung von zwei nachgerüsteten PV-Anlagen mit unterschiedlicher Wartezeit [5]

Es zeigt sich, dass die Wartezeiten der Schwellwertanlagen zwischen Netztrennung und Rücksynchronisation differieren und der Leistungsgradient bei der Zuschaltung niedriger als bei der Abschaltung ist. Dies führt in Summe zu einem rampenartigen Rücksynchronisationsverhalten der Schwellwertanlagen, wie in Abbildung 18 dargestellt. Dieses Verhalten ist im Vergleich zu einem zeitgleichen Lastsprung aller Anlagen deutlich unkritischer für die Frequenzstabilität im Inselnetz. [5]

3.4.1.2 Rampenfunktion gemäß VDE-AR-N 4105

Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 schreibt das systemstützende Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen in Überfrequenz-Situationen durch rampenartige Wirkleistungsreduktion vor. Abbildung 22 zeigt eine Anlage dieses Typs mit dem frequenzabhängigen Wirkleistungsverhalten zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz. [5] Die Umrandung zeigt, dass äußere Einflussfaktoren wie die Sonnenstrahlung das Rampenverhalten beeinflussen können.

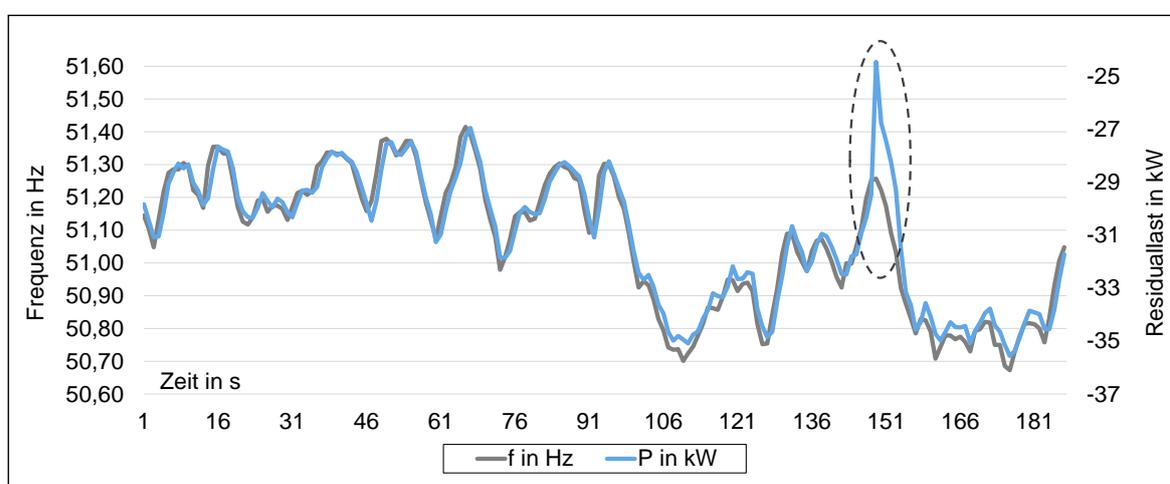


Abbildung 22: Gemessenes Verhalten einer Einzelanlage gemäß VDE-AR-N 4105

Es zeigt sich sowohl in Abbildung 22 als auch in Abbildung 28, dass die Anlagen mit Rampenfunktion ihre Einspeiseleistung im entsprechenden Band der aktuellen Frequenz anpassen. Aufgrund der Einflüsse von Sonnenstrahlung, Lastrauschen und Unkenntnis des tatsächlich gespeicherten Wertes für P_m ist eine Quantifizierung des real auftretenden Reduktionsfaktors auf Basis dieser Messungen nur schwer möglich. [5]

Abbildung 23 zeigt einen Ausschnitt des gemessenen Verhaltens einer PV-Anlage nach VDE-AR-N 4105 und einer Anlage mit einer Abschaltswelle bei 50,2 Hz ohne Lastrauschen. Bei Überschreiten der 50,2 Hz-Schwelle (links) erfolgt die Netztrennung der einen Anlage und der Beginn des Rampenverhaltens der zweiten Anlage. Hier kann P_m ausnahmsweise exakt bestimmt werden.

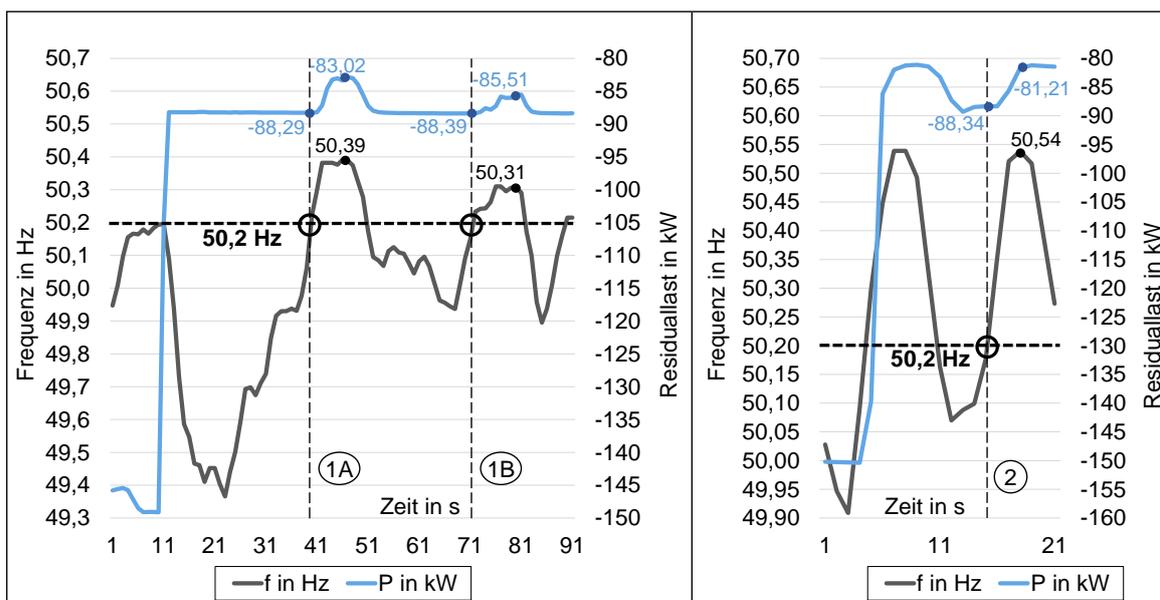


Abbildung 23: Rampenverhalten einer Einzelanlage mit bekanntem Momentanwert

Wie in Tabelle 1 bereits aufgeführt ist das Rampenverhalten gemäß [16] mit $-40\% P_m / \text{Hz}$ im Bereich $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ definiert. Die folgenden Beispielrechnungen quantifizieren das in Abbildung 23 sichtbare Rampenverhalten einer Einzelanlage zur Mittagszeit. Tabelle 4 beinhaltet die für die Berechnung relevanten Ausgangsdaten. Dabei ist zu beachten, dass P hier die Erzeugungsleistung (positiv) und nicht die Residuallast (negativ), wie in den Abbildungen, darstellt. Das ist auf die Messdaten des Feldversuches zurück zu führen.

Tabelle 4: Grundlagen für die Berechnung der gemessenen Wirkleistungsänderung

	P_m	P_f	ΔP_{Ist}	f	Δf
			$\Delta P_{\text{Ist}} = P_f - P_m$		$\Delta f = f - 50,2 \text{ Hz}$
1A	88,29 kW	83,02 kW	-5,27 kW	50,39 Hz	0,19 Hz
1B	88,39 kW	85,51 kW	-2,88 kW	50,31 Hz	0,11 Hz
2	88,34 kW	81,21 kW	-7,13 kW	50,54 Hz	0,34 Hz

P_m Momentan erzeugte Wirkleistung bei Überschreitung von 50,2 Hz in kW

P_f Frequenzabhängige Wirkleistung in kW

ΔP_{Ist} Ist-Änderung der Wirkleistung in kW bei $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

f Netzfrequenz in Hz

Δf Frequenz-Änderung in Hz

Abbildung 24 veranschaulicht schematisch den Zusammenhang der Größen zur Quantifizierung des realen im Vergleich zum erwarteten Rampenverhalten. Die Soll-Änderung der Wirkleistung ΔP_{Soll} und die reale Änderung x in Prozent sollen nachfolgend berechnet werden.

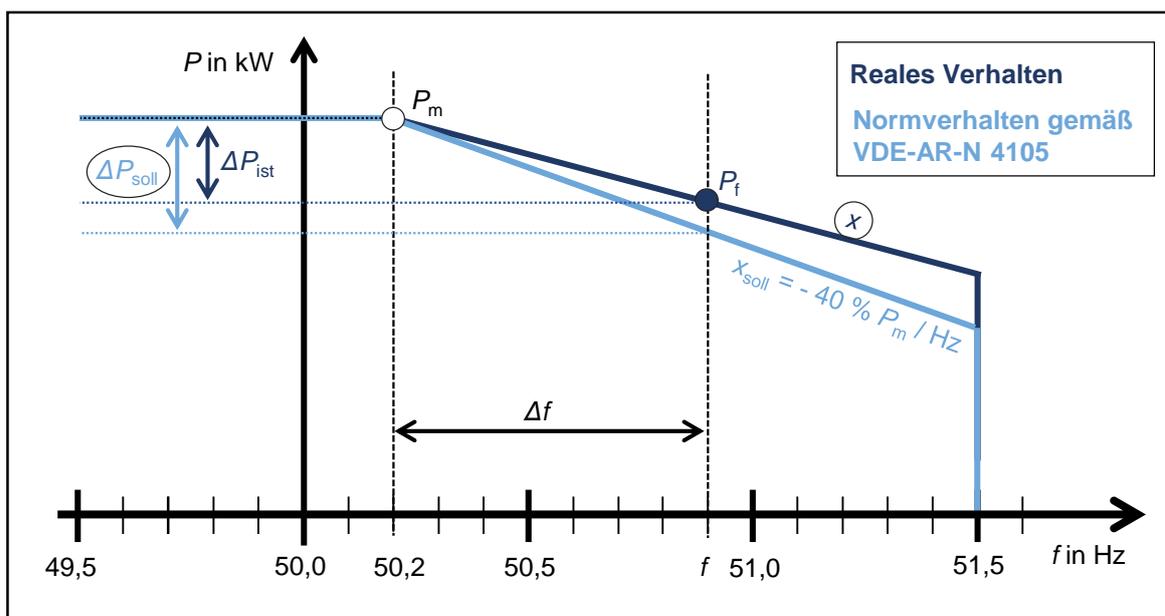


Abbildung 24: Berechnung des realen Rampenverhaltens

Zur Berechnung der Soll-Änderung der Wirkleistung und des realen Rampenverhaltens in Anlehnung an VDE-AR-N 4105 ist die Einführung von zwei Formeln notwendig. Die Soll-Änderung der Wirkleistung ΔP_{soll} in kW ergibt sich aus folgender Formel (1). Diese ist von der Soll-Änderung in Prozent x_{soll} , der momentan erzeugten Wirkleistung P_m bei Überschreitung von 50,2 Hz und der Frequenz-Änderung Δf abhängig. Da x_{soll} in Prozent definiert ist, die Wirkleistungsänderung jedoch zur besseren Veranschaulichung als reelle Zahl angegeben werden soll, erfolgt die Division durch 100 %.

$$(1) \quad \Delta P_{\text{soll}} = \frac{x_{\text{soll}} \cdot P_m \cdot \Delta f}{100 \%}$$

Die reale Änderung x in Prozent lässt sich wie folgt in Formel (2) berechnen. Dabei sind die Ist-Änderung der Wirkleistung ΔP_{ist} , die Frequenz-Änderung Δf ($\Delta f = f - 50,2 \text{ Hz}$) sowie die momentan erzeugte Wirkleistung P_m bei Überschreitung von 50,2 Hz relevant. Hier erfolgt für den Vergleich mit x_{soll} die Multiplikation mit 100 %.

$$(2) \quad x = \frac{\Delta P_{\text{ist}}}{\Delta f \cdot P_m} \cdot 100 \%$$

ΔP_{soll} Soll-Änderung der Wirkleistung in kW bei $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ (1)

x_{soll} Soll-Änderung von P_m pro Hz in %, $x_{\text{soll}} = -\frac{20}{50 \text{ Hz}} \cdot 100 \% = -40 \frac{\%}{\text{Hz}}$ [16]

x Änderung von P_m pro Hz in % (Rampe)

Nachdem die Formeln eingeführt wurden, wird im nächsten Schritt ΔP_{soll} (1) und x (2) für die in Abbildung 23 markierten Beispiele berechnet.

Beispiel 1A:

$$\Delta P_{\text{soll}} = \frac{x_{\text{soll}} \cdot P_m \cdot \Delta f}{100 \%} = \left(-40 \frac{\%}{\text{Hz}} \cdot 88,29 \text{ kW} \cdot 0,19 \text{ Hz}\right) / 100 \% = -6,71 \text{ kW}$$

$$x = \frac{\Delta P_{\text{ist}}}{\Delta f \cdot P_m} \cdot 100 \% = \frac{-5,27 \text{ kW}}{0,19 \text{ Hz} \cdot 88,29 \text{ kW}} \cdot 100 \% = -31,4 \frac{\%}{\text{Hz}}$$

Wenn (2) $x < 0$ ist, bedeutet das eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage. Die Einspeiseleistung reduziert sich im Teilabschnitt 1A mit $31,4 \% P_m / \text{Hz}$ im Bereich $50,2 \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

Beispiel 1B:

$$\Delta P_{\text{soll}} = \frac{x_{\text{soll}} \cdot P_m \cdot \Delta f}{100 \%} = \left(-40 \frac{\%}{\text{Hz}} \cdot 88,39 \text{ kW} \cdot 0,11 \text{ Hz}\right) / 100 \% = -3,89 \text{ kW}$$

$$x = \frac{\Delta P_{\text{ist}}}{\Delta f \cdot P_m} \cdot 100 \% = \frac{-2,88 \text{ kW}}{0,11 \text{ Hz} \cdot 88,39 \text{ kW}} \cdot 100 \% = -29,6 \frac{\%}{\text{Hz}}$$

Beispiel 2:

$$\Delta P_{\text{soll}} = \frac{x_{\text{soll}} \cdot P_m \cdot \Delta f}{100 \%} = \left(-40 \frac{\%}{\text{Hz}} \cdot 88,34 \text{ kW} \cdot 0,34 \text{ Hz}\right) / 100 \% = -12,01 \text{ kW}$$

$$x = \frac{\Delta P_{\text{ist}}}{\Delta f \cdot P_m} \cdot 100 \% = \frac{-7,13 \text{ kW}}{0,34 \text{ Hz} \cdot 88,34 \text{ kW}} \cdot 100 \% = -23,7 \frac{\%}{\text{Hz}}$$

Obwohl in den Beispielen P_m exakt zur Mittagszeit bestimmt werden kann, die Messabschnitte innerhalb weniger Minuten liegen und kein Wolkenzug erkennbar ist, weicht die Reduktion voneinander und zudem stark vom Soll-Wert ab (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Zusammenfassung der berechneten Wirkleistungsänderung

	Δf	ΔP_{soll}	ΔP_{ist}	x
1A	0,19 Hz	-6,71 kW	-5,27 kW	-31,4 $\frac{\%}{\text{Hz}}$
1B	0,11 Hz	-3,89 kW	-2,88 kW	-29,6 $\frac{\%}{\text{Hz}}$
2	0,34 Hz	-12,01 kW	-7,13 kW	-23,7 $\frac{\%}{\text{Hz}}$

Gründe hierfür können beispielsweise Messungenauigkeiten aufgrund der geringen Leistungsänderung oder der zeitlichen Auflösung der Messpunkte sein. Die vorliegenden Messdaten ermöglichen keine weiteren Analysen zur Bestimmung der Reduktion der Anlagen mit Rampenverhalten.

Im Vergleich zum gemessenen Verhalten der Frequenz instantan folgenden Wirkleistung einer Einzelanlage, ist das Summenverhalten mehrerer Anlagen nach VDE-AR-N 4105 inklusive Lastrauschen in Abbildung 25 dargestellt. Die senkrechten Linien dienen zur zeitlichen Orientierung. Auch hier ist das Folgen der Rampe im Ansatz zu erkennen. Die Zeitverzögerungen, Ungenauigkeiten sowie das Lastrauschen machen jedoch eine exakte Berechnung der Wirkleistungsreduktion von Anlagen mit Rampenverhalten in Summe - auf Grundlage dieser Datenbasis - unmöglich.

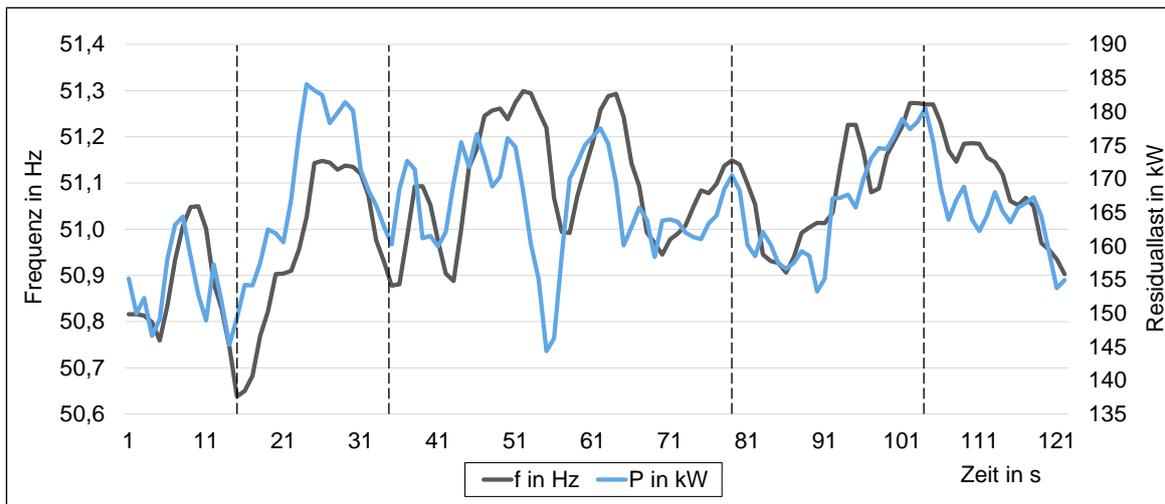


Abbildung 25: Gemessenes Verhalten der gesamten Insel gemäß VDE-AR-N 4105

Letztendlich ist das Verhalten nach VDE-AR-N 4105 zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz grundsätzlich sichtbar. Ob 40 % P_m / Hz eingehalten werden, kann hier weder bei einer Einzelanlage noch im Summenverhalten genau bestimmt werden.

3.4.1.3 Prognostizierbarkeit des Anlagenverhaltens

Die Prognostizierbarkeit des Anlagenverhaltens ist abhängig vom Dokumentationsstand und der Übereinstimmung von erwartetem und tatsächlichem Verhalten. Die Dokumentation des Wechselrichtertyps oder der Abschaltfrequenz, vor allem von einzelnen Erzeugungsanlagen < 10 kW_p, ist oft nicht ausreichend, um das Normverhalten bestimmen zu können. Das hat zur Folge, dass das Verhalten von bis zu 25 % der installierten Nennleistung im untersuchten Netzgebiet unbestimmt war. [5]

Die Feldversuche zeigen des Weiteren, dass das reale Verhalten nicht immer mit dem zu erfüllenden Normverhalten übereinstimmt. Abbildung 26 zeigt ein Beispiel von zwei PV-Anlagen, die entsprechend der Mittelspannung gemäß BDEW MS-RL 08 parametrieren müssten. An diesem Messpunkt befindet sich keine Last, lediglich die beiden Erzeugungsanlagen mit je ca. 100 kW_p. Das Normverhalten gemäß der Mittelspannungsrichtlinie lässt im Frequenzband zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz eine rampenartige Reduktion von 40 % P_m / Hz mit jeweiligem Einfrieren der maximalen Reduktion sowie einer Netztrennung bei 51,5 Hz erwarten. [5]

Bei einer PV-Anlage ist in der Realität jedoch eine Schaltschwelle bei 50,2 Hz implementiert (die geringe Leistungsänderung von 30 kW bei Netztrennung ist auf die geringe Sonnenstrahlung am Morgen zurückzuführen). Die zweite Erzeugungsanlage zeigt ein Verhalten gemäß der Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, da sie innerhalb des Frequenzbandes $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ mit dem Leistungswert permanent dem Momentanwert der Frequenz folgt und nicht den Wert der höchsten Frequenz einfriert. Die Leistungssteigerung dürfte erst nach Unterschreiten der 50,05 Hz erfolgen. Beide Anlagen verhalten sich somit nicht nach der angegebenen BDEW MS-RL 08. [5]

Einzelne Anlagen können mit ihrem Verhalten somit von dem zu erwartenden Normverhalten abweichen. Eine messtechnische Überprüfung des realen Anlagenverhaltens vor einem Inselnetzbetrieb ist aus diesem Grund empfehlenswert, wenn einzelne Anlagen eine systemrelevante Leistung haben. [5]

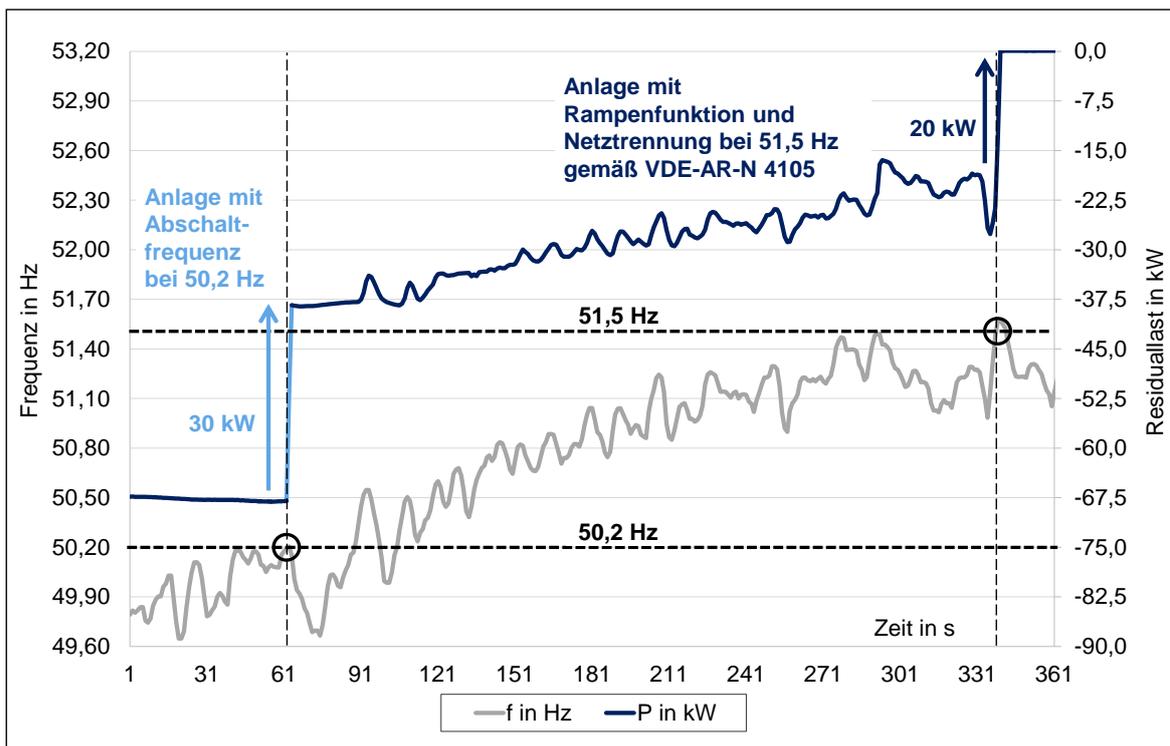


Abbildung 26: Fehlende Übereinstimmung von Normverhalten und gemessenem Verhalten [5]

Das gemessene Verhalten bei Einzelanlagen kann nicht nur vom angegebenen Grid Code abweichen, sondern es können des Weiteren auch wiederkehrende Ereignisse auftreten, die keinem der vorher beschriebenen Grid Codes zugeordnet werden können. Abbildung 27 veranschaulicht ein exemplarisches Verhalten.

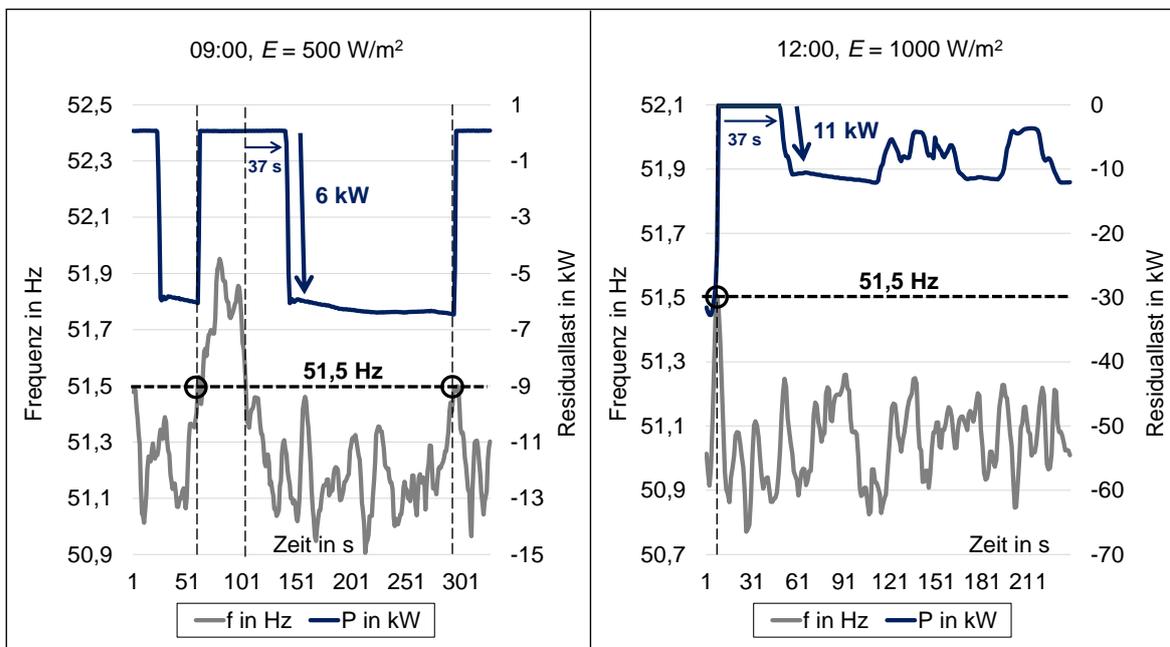


Abbildung 27: Wiederkehrende nicht zuordenbare Ereignisse einer Einzelanlage

Eine der beiden in Abbildung 26 beschriebenen Anlagen (100 kW_p) zeigt zusätzlich in Teilen das Verhalten gemäß einer Abschaltsschwelle bei 51,5 Hz mit einer Wartezeit von 37 s. Unter der Berücksichtigung der Sonnenstrahlung um 09:00 entspricht das einem Leistungssprung von ca. 11 % P_{Inst} . Der rechte Abschnitt zeigt die Netztrennung bei 51,5 Hz und daraufhin die teilweise Rücksynchronisation nach 37 s. Auf welche der beiden Anlagen dieses Verhalten zurückzuführen ist, kann auf Basis dieser Datengrundlage nicht ermittelt werden. Dieses Beispiel bekräftigt die Aussage, dass eine messtechnische Überprüfung des realen Verhaltens bei Anlagen mit systemrelevanter Leistung äußerst empfehlenswert ist.

3.4.2 Gesamtverhalten der Netzinsel

Sowohl im Einzel- als auch im Gesamtverhalten der im Feldversuch gemessenen PV-Anlagen ist eine Leistungsreduktion durch Abschaltung oder Rampenverhalten in Überfrequenz-Situationen sichtbar. Abbildung 28 zeigt einen Ausschnitt des gesamten Inselnetzgebiets mit der Netztrennung (1) und Rücksynchronisation (3) von Anlagen mit Abschaltsschwellen (eckige Markierung), sowie der Reduktion, Steigerung (2) und Netztrennung (4) gemäß der VDE-Anwendungsregel (runde Markierung). [5]

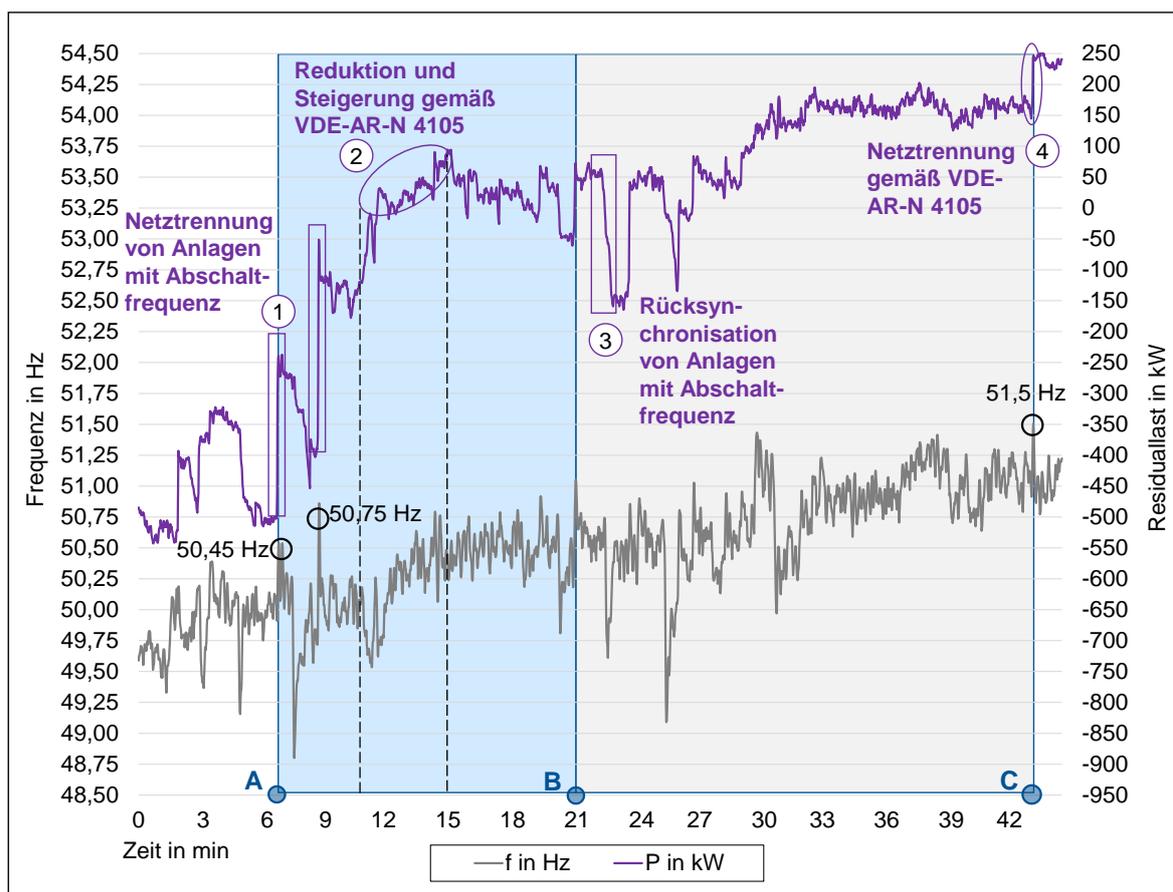


Abbildung 28: Gesamtverhalten des Inselnetzes mit PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen [5]

Die Gegenüberstellung des tatsächlichen Verhaltens (Abbildung 28) mit dem erwarteten Summenverhalten (Abbildung 29) zeigt, dass sich in dem untersuchten Inselnetzgebiet keine gleichverteilte Leistungsreduktion mit 40 % P_m / Hz einstellt. Beim Vergleich der beiden Diagramme ist zu beachten, dass in Abbildung 28 die Änderung der Residuallast in positive Richtung einer Reduktion der

PV-Einspeisung entspricht. Im Frequenzband $50,2 \text{ Hz} \leq f < 51,0 \text{ Hz}$ (zwischen den Punkten A und B) kommt es aufgrund der Schaltschwellanlagen zu einer Leistungsreduktion mit $98 \% P_m / \text{Hz}$. Im Frequenzband $51,0 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ (Bereich zwischen B und C) beträgt die Leistungsreduktion jedoch nur noch $16 \% P_m / \text{Hz}$. Im untersuchten Netzgebiet verbleiben hier nur noch die Anlagen nach VDE-AR-N 4105 am Netz, da keine Anlagen mit Frequenzschwellwert über $51,0 \text{ Hz}$ vorhanden sind. Im gesamten Bereich zwischen A und C ergibt sich dann im Durchschnitt eine Reduktion von $66 \% P_m / \text{Hz}$. Es zeigt sich, dass in einem kleinen Inselnetz nicht von einer Gleichverteilung analog einer gesamten Regelzone (vgl. [19]) ausgegangen werden kann. [5]

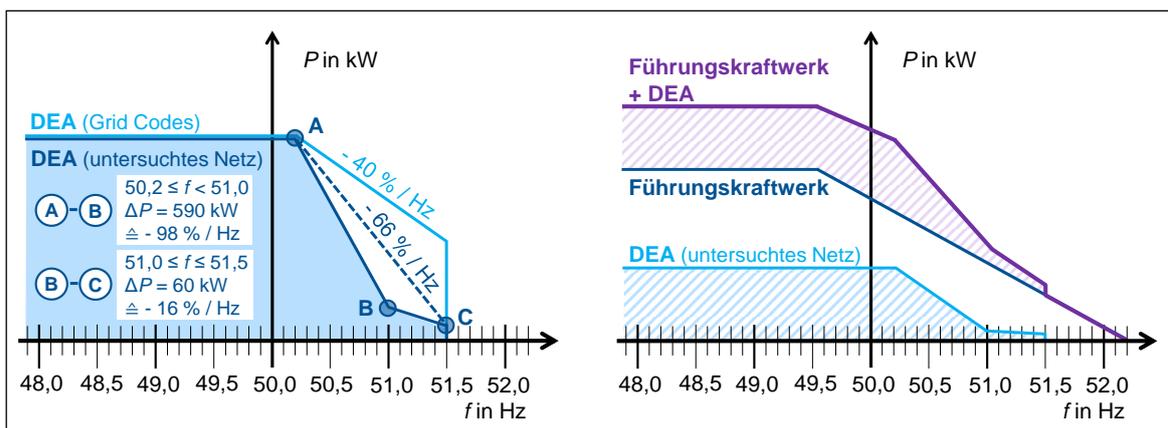


Abbildung 29: Rückführung des realen Verhaltens auf das Wirkleistungsregelungskonzept [5]

Obwohl die resultierende $P(f)$ -Statik der dezentralen Erzeugungsanlagen von der jeweiligen Anlagenpopulation im Inselnetz abhängig ist, hat sich grundsätzlich gezeigt, dass die DEA mit ihrer Wirkleistungsreduktion in Überfrequenz-Situationen das Regelungskonzept nach LINDA stützen. In der Realität ist die resultierende $P(f)$ -Statik von Führungskraftwerk in Kombination mit DEA keine eindeutige Linie, sondern variiert aufgrund von möglichen Leistungsfluktuationen der DEA in der Fläche zwischen den Kennlinien von Führungskraftwerk sowie der oberen Begrenzung von Führungskraftwerk + DEA (Abbildung 29). Gründe für die Leistungsschwankungen können einerseits Änderung der Sonnenstrahlung und andererseits Wartezeiten von Schaltschwellanlagen zwischen Netztrennung und Rücksynchronisation sein. [5]

3.4.2.1 Gesamtverhalten bei Rücksynchronisation

Nach der Netztrennung aller PV-Anlagen durch das Überschreiten von $51,5 \text{ Hz}$ und einer anschließenden Einhaltung des Frequenzbandes zwischen $47,5 \text{ Hz}$ und $50,05 \text{ Hz}$ für mindestens 60 s dürfen sich Anlagen gemäß [16, 17] mit max. 10% von P_{\max} pro Minute rücksynchronisieren. Zudem erfolgt die Rücksynchronisation der Anlagen mit Abschaltschwellen nach ihrer Wartezeit (mindestens 30 s Unterschreitung des Abschaltschwellwertes). [5] Die Kombination des Verhaltens beider Anlagentypen nach einer Netztrennung zeigt Abbildung 30.

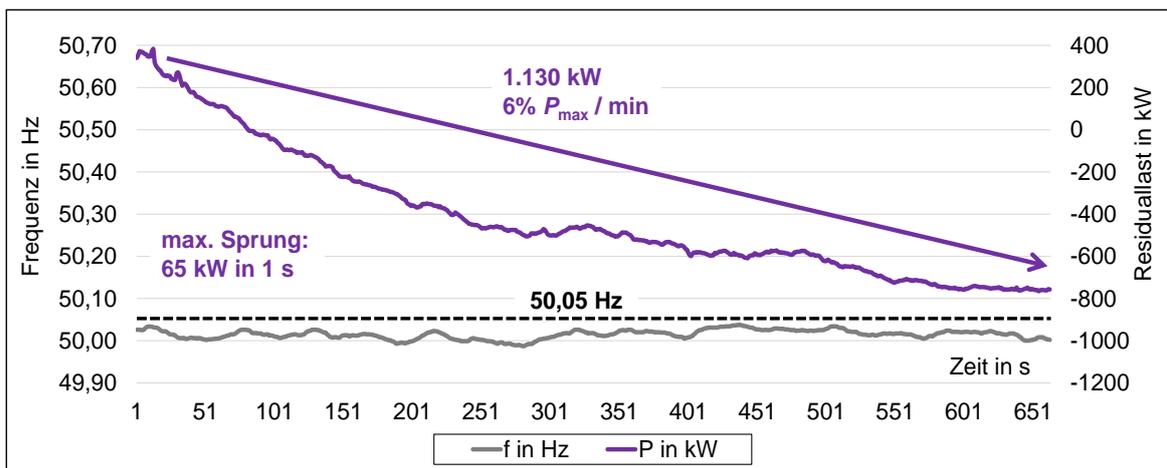


Abbildung 30: Rücksynchronisation aller PV-Anlagen im Inselnetz nach Netztrennung [5]

Im Vergleich zu einem sprunghaften Anstieg der Einspeiseleistung reduziert die rampenartige Leistungssteigerung die dynamische Anregung des Systems. Dies wirkt sich positiv auf die Frequenzstabilität aus und vermeidet eine erneute Netztrennung der Anlagen. [5] Dieser Effekt wird in Kapitel 3.4.2.2 verdeutlicht.

3.4.2.2 Einfluss des PV-Verhaltens auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes

Das gemessene PV-Verhalten hat ebenso einen Einfluss auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes. Im Folgenden wird der Einfluss der Leistungsreduktion bei Überfrequenz und das Leistungssteigerungsverhalten bei Rücksynchronisation nach Netztrennung auf die Frequenzstabilität näher untersucht. Die Leistungssteigerung von PV-Anlagen bei Frequenzreduktion durch Lastzuschaltung wird nicht näher betrachtet, da die im Netzgebiet installierte Leistung von Anlagen mit Verhalten gemäß VDE-AR-N 4105 zu wenig Einfluss hat. Die Rückkehr der Anlagen mit Schaltschwellen dauert zu lange, um hier systemstabilisierend zu wirken. [5]

Um den Einfluss des Leistungsreduktionsverhaltens der PV-Anlagen auf die Inselnetzodynamik bei einem Frequenzanstieg näher zu untersuchen, wurden mit der Lastbank gezielte Lastabschaltversuche durchgeführt. Die Lastabschaltungen führen zu einem dynamischen Frequenzanstieg. Bei Überschreiten von 50,2 Hz führt dies bei den Anlagen mit Kennlinienbetrieb zu einer Leistungsreduktion entsprechend der aktuellen/ maximalen Frequenz. Anlagen mit festen Abschaltsschwellen schalten bei Erreichen des Frequenzschwellwertes ab. Diese Wirkleistungsreduktion der Anlagen wirkt dem ursprünglichen Lastsprung der Lastbank entgegen und dämpft den Frequenzanstieg. Der Einfluss auf die Frequenz ist abhängig vom Frequenzbereich und der PV-Anlagenpopulation im Netzgebiet. Es gilt zu beachten, dass sich die Auswirkung bei wiederkehrenden Frequenzschwankungen ändern kann, wenn bereits durch eine vorangegangene Überfrequenz-Situation ein Teil der Schwellwertanlagen vom Netz getrennt wurde oder eine Änderung der Sonnenstrahlung eintritt. [5]

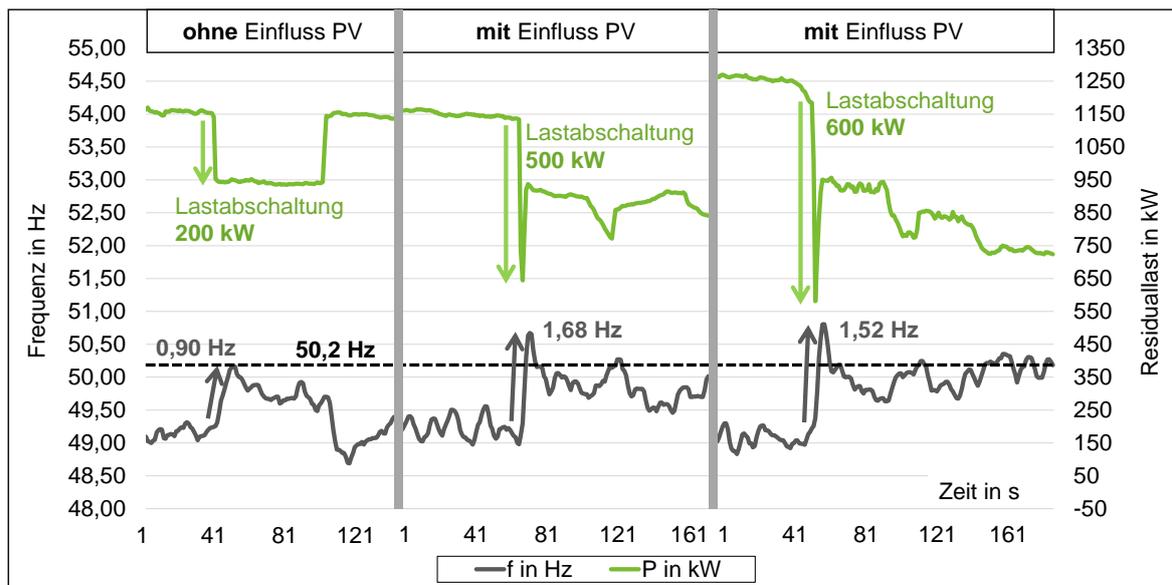


Abbildung 31: Frequenzreaktion auf Lastabschaltungen mit und ohne PV-Verhalten [5]

In Abbildung 31 wird der Frequenzverlauf von Lastabschaltungen mit und ohne Einfluss von PV-Anlagen verglichen. Hierbei zeigt sich, dass mit Einfluss der PV-Anlagen das Verhältnis von Frequenzreaktion zu verursachendem Lastsprung deutlich reduziert ist, da die Leistungsreduktion von PV-Anlagen der ursprünglichen Lastabschaltung entgegenwirkt. Dadurch minimiert sich der resultierende Lastsprung für das Führungskraftwerk. [5]

3.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen, auf Basis der geltenden Netzanschlussrichtlinien, ihre Wirkleistung im Frequenzband $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ reduzieren. Im Zuge des LINDA-Projekts wurde ein Inselnetz-Feldversuch durchgeführt, um das reale Verhalten von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen zu untersuchen. Diese Messungen ermöglichten die Analyse des tatsächlichen Leistungsreduktionsverhaltens unterschiedlicher Anlagentypen und die Optimierung von dynamischen Simulationsmodellen. Die Leistungsgradienten der PV-Anlagen bei Zuschaltung sind weniger kritisch für die Inselnetzstabilität als ursprünglich mithilfe der Simulation erwartet. Die dezentralen Erzeugungsanlagen können also bei Großstörungen für ein Notversorgungskonzept auf Basis von Inselnetzen genutzt werden. [5]

Die Netztrennung von Anlagen mit Schaltschwellen bei festen Frequenzen erfolgt sehr schnell und führt im Inselnetz zu einer Dämpfung der bei Lastabschaltung auftretenden Frequenzüberhöhung. Die Messergebnisse lassen darauf schließen, dass bei der Netztrennung der Anlagen eine leichte Streuung bei den tatsächlichen Abschaltfrequenzen auftritt. Dadurch ergibt sich als Summenverhalten an einer Schaltschwelle eine Leistungsreduktion über einen Zeitraum von ca. 2 s und kein sprunghaftes Verhalten. Nach einer vorgeschriebenen Mindestwartezeit erfolgt die Wiederschaltung dieser Anlagen. Die Messergebnisse zeigen, dass sich für die Wiederschaltung in Summe ein rampenförmiges Verhalten mit einer Leistungssteigerung über 70 s einstellt. Dies ist auf unterschiedlich lange Wartezeiten der Anlagen bis zur Zuschaltung und einen deutlich niedrigeren Leistungsgradienten im Vergleich zur Abschaltung zurückzuführen. [5]

Neuere Anlagen mit kontinuierlichen Methoden zur Wirkleistungsreduktion sind entsprechend der Normvorgabe mit ihrem frequenzabhängigen Leistungswert der aktuellen Inselnetzfrequenz gefolgt. Durch die lokal vorhandene Anlagenpopulation im untersuchten Netzgebiet ist der Beitrag dieser

Leistungsrampe jedoch vergleichsweise gering. Aus diesem Grund war im Feldversuch bei Lastzuschaltung keine markante Dämpfung der Frequenzreduktion durch die PV-Anlagen feststellbar. [5]

Bezüglich des stationären Verhaltens hat sich gezeigt, dass die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der gesamten Netzinsel mit dem Erwartungswert gut übereingestimmt hat. Dennoch sind einzelne Anlagen von der anzuwendenden Norm abgewichen. Deshalb ist zu empfehlen das reale Verhalten vor einem Inselnetzbetrieb messtechnisch zu überprüfen, insofern einzelne Anlagen aufgrund ihrer Leistung systemrelevant werden. [5]

Die frequenzabhängige Leistungsreduktion dezentraler Erzeugungsanlagen wird im LINDA-Konzept mithilfe eines Führungskraftwerks und einer flachen $P(f)$ -Statik für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt des Inselnetzes genutzt. Hierbei gilt zu beachten, dass die Aufteilung der Schwellenanlagen in einem Inselnetz deutlich von der Gleichverteilung im Verbundnetz abweichen kann. [5]

Bei der Analyse der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels Inselnetzen müssen neben technischen Netzanschlussbedingungen auch rechtliche Rahmenbedingungen betrachtet werden.

4. Rechtliche Rahmenbedingungen zur Priorisierung kritischer Infrastrukturen im Inselnetz

Durch den Wegfall der Erzeugungsleistung aus Großkraftwerken in Übertragungsnetzen sind die Versorgungskapazitäten in lokalen DEA-basierten Inselnetzen begrenzt. Aufgrund der begrenzten Erzeugungsleistung im Notfallbetrieb mittels Inselnetzen können gegebenenfalls nicht alle Verbraucher im betroffenen Gebiet versorgt werden. Um den Aufbau des Inselbetriebs zu ermöglichen, ist somit eine Priorisierung von Verbrauchern aus technischer Sicht notwendig.

Die gemeinsame Veröffentlichung „Methodology for Factual Justification to Prioritize Critical Infrastructures during Emergency Power Supply“ [23] des Betreuers und der Autorin stellt die inhaltliche Basis für das folgende Kapitel dar und wird aus diesem Grund zur Unterstützung der Erläuterung herangezogen. Die folgenden Kapitel beinhalten genauere Ausführungen und detaillierte Hintergrunderläuterungen.

4.1 Bisherige Maßnahmen zur Stabilisierung des Inselnetzbetriebs

Die Priorisierung bestimmter Verbraucher zur Stabilisierung des Inselnetzes im Notfallbetrieb wurde bereits in einigen Berichten oder Patenten thematisiert. Im Folgenden werden Möglichkeiten für eine priorisierte Stromversorgung im Inselbetrieb dargelegt.

Temporäre regionale Zwangsabschaltungen

Um eine Versorgung vieler und die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, ist die Abschaltung einzelner Verbraucher hinnehmbar [24]. Eine Maßnahme ist die regionale Zwangsabschaltung durch eine koordinierte Abschaltung bzw. -zuschaltung von Teilnetzabschnitten unabhängig von der Größe und der Art der betroffenen Verbraucher. Die versorgte Region kann nach dem Zufallsprinzip oder in rotierender Weise festgelegt werden. [25] Hierbei wird kein Verbraucher bevorzugt.

Abschaltung bestimmter Gerätetypen

Eine Minimierung der Verbraucherlast kann über die Abschaltung kategorisierter Gerätetypen erfolgen. Da Geräte einer Kategorie und somit deren Besitzer gleich behandelt werden, findet hier keine Diskriminierung statt. Das Patent „Verfahren zur Stabilisierung eines elektrischen Energieversorgungssystems“ stellt eine Möglichkeit des gezielten Abschaltens oder der Reduktion des Leistungsbezuges mittels intelligenter Messvorrichtungen dar. Dabei findet eine Priorisierung von Netzteilnehmern oder Gerätetypen wie Telekommunikationseinrichtungen, Einrichtungen für die medizinische Versorgung oder öffentliche Beleuchtung vor beispielsweise Fernsehern oder Elektroherden statt. [WO 2015/082005 A1, p. 7] Eine klare Priorisierung von Netzteilnehmern oder Gerätetypen, ausgenommen der Aufzählung von Beispielen, wird in diesem Patent nicht vorgenommen. [25]

Das Patent „Anpassen von Lastprofilen und/oder Einspeiseprofilen“ beschreibt die Erfindung eines Verfahrens, das Erzeuger oder Verbraucher in einem elektrischen Netz mit einem ähnlichen Lastprofil zu einer Gruppe zusammenfasst. Im Störfall kann der Verbrauch einer Gruppe durch den Netzbetreiber reguliert werden. Das Patent beschreibt die genaue Einteilung der Gruppen inklusive der Lastprofile. Auch hier ist das Verfahren auf den Inselnetzbetrieb übertragbar. Die Voraussetzung für die gruppierte Abschaltung sind fernsteuerbare Geräte und intelligente Messvorrichtungen.

[DE 102010006527 A1] Die technische Umsetzbarkeit auf Basis der Grundvoraussetzungen ist im betreffenden Inselnetzgebiet zu überprüfen. [25]

Abschaltung aufgrund vertraglicher Vereinbarungen

Die Abschaltung aufgrund freiwilliger vertraglicher Regelungen ist eine weitere Maßnahme. Die Vereinbarungen könnten zwischen den Nutzern und den Netzbetreibern getroffen werden. Der Netzbetreiber wäre befugt auf bestimmte elektrische Geräte nach Bedarf bei Engpässen oder im Notfallbetrieb zu zugreifen. Monetären Anreize können die Gegenleistung hierfür darstellen. [24] Der Verzicht auf die unterbrechungsfreie Stromversorgung steht hier im Fokus. [25]

Priorisierung kritischer Infrastrukturen

Das Patent WO 2015/082005 A1 beinhaltet neben einer Priorisierung von Gerätetypen, auch die von Netzteilnehmern mit wichtigen Funktionen. Darunter fallen beispielsweise Einrichtungen für die Telekommunikation, die medizinische Versorgung, für den Verkehr oder zur Treibstoffversorgung. Diese sollen entweder gar nicht oder lediglich im äußersten Notfall abgeschaltet werden. [WO 2015/082005 A1] Hier fehlt eine klare Abstufung der Priorisierung kritischer Infrastrukturen. [25]

Zusammenfassung

Die hier aufgeführten Maßnahmen beschreiben eine Priorisierung bestimmter Verbraucher oder Verbrauchertypen für die Vermeidung eines Zusammenbruchs des Inselnetzes. Dabei fehlt ein klares, diskriminierungsfreies und objektives Ranking der Verbraucher. Die Minimierung des Schadens für die Gesellschaft steht hier nicht zwingend im Vordergrund.

4.2 Motivation und zentrale Fragestellung

Bereits in der Einleitung wurde erläutert, dass eine Notstromversorgung insbesondere kritischer Infrastrukturen mithilfe von Inselnetzen die gesellschaftlichen Schäden eines langanhaltenden Stromausfalls deutlich minimieren kann. Deshalb sollten diese im Blackout-Fall priorisiert versorgt werden.

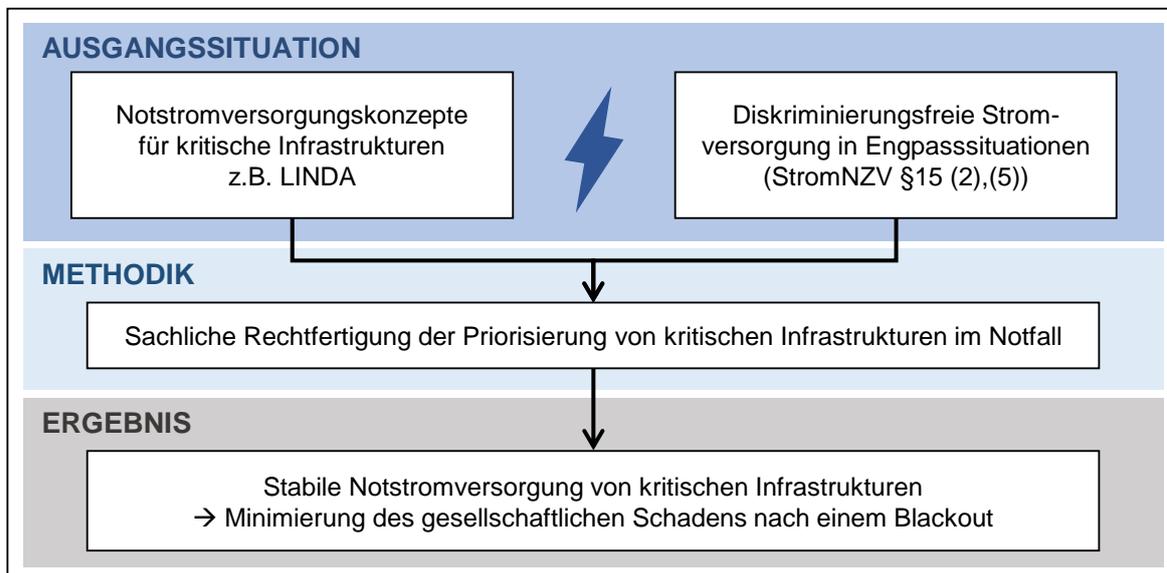


Abbildung 32: Methode zur stabilen Notstromversorgung von kritischen Infrastrukturen

Die Ausgangssituation der Erarbeitung einer Methodik der Priorisierung kritischer Infrastrukturen im Notversorgungsfall kann, wie in Abbildung 32 ersichtlich, in drei Bereiche gegliedert werden, die in den folgenden Gliederungspunkten näher aufgeführt werden.

Folgende zentrale Fragestellung wird im weiteren Verlauf beantwortet: Wie können kritische Infrastrukturen im Notfallbetrieb bei einem langanhaltenden Blackout bevorzugt versorgt und damit der Schaden minimiert werden, wenn laut Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) eine diskriminierungsfreie Notstromversorgung in Engpasssituationen verpflichtend ist. Dabei sollen nicht nur die technische Umsetzbarkeit sowie die Diskriminierungsfreiheit, sondern insbesondere der gesamtgesellschaftliche Vorteil berücksichtigt werden. Um diesen scheinbaren Widerspruch widerlegen zu können, werden zunächst die einzelnen Aspekte der Motivation näher erläutert.

4.2.1 Notstromversorgungskonzepte

Das LINDA-Projekt entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb kritischer Infrastrukturen im Notversorgungsfall. Dieses wurde bereits in einigen Feldversuchen und Simulationen erfolgreich erprobt. Nicht nur das LINDA-Projekt beschäftigt sich mit Inselnetz-Konzepten für eine Notstromversorgung. Es gibt weitere Projekte, die eine technische Lösung für eine Notstromversorgung mittels Inselnetzen bei einem Stromausfall bereitstellen können [24, 26]. Die priorisierte Versorgung kritischer Infrastrukturen im Notfall ist somit technisch gegeben. Die Verpflichtung zur diskriminierungsfreien Stromversorgung verhindert auf den ersten Blick jedoch aus rechtlicher Sicht deren Priorisierung.

4.2.2 Diskriminierungsfreie Stromversorgung

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet im Paragraphen „Zugang zu den Energieversorgungsnetzen“ Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen nichtdiskriminierenden Netzzugang im Normalbetrieb für jeden zu ermöglichen. Eine Diskriminierung bezüglich des Netzzugangs ist lediglich mit sachlich gerechtfertigten Kriterien möglich. „Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren [...]“ [EnWG § 20 (1)]

Der Anspruch auf die Netznutzung kann durch die Kapazität des Elektrizitätsversorgungsnetzes begrenzt werden [StromNZV § 3 (1)]. Die Stromnetzzugangsverordnung erweitert die Verpflichtung des diskriminierungsfreien Netzzugangs auf Engpasssituationen. Aufgrund des fehlenden Verbundnetzes ist im Inselbetrieb die Erzeugungskapazität eingeschränkt. Die Begrenzung hat zur Folge, dass nicht alle Verbraucher versorgt werden können.

4.2.2.1 Netzengpassmanagement

Die Betreiber von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet die Entstehung von Netzengpässen mithilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, insofern es wirtschaftlich zumutbar ist. Ist die Entstehung des Engpasses unausweichlich, so müssen die Betreiber die vorhandenen Leistungskapazitäten diskriminierungsfrei bewirtschaften. Dazu sollen netzbezogene, marktorientierte und transparente Maßnahmen ergriffen werden. [StromNZV § 15 (1), (2), (5)] Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind berechtigt, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, unter anderem durch Netzschaltungen als netzbezogene Maßnahme die Störung zu beseitigen [EnWG § 13 (1)]. Die in EnWG § 13 enthaltenen Rechtsverordnungen gelten ebenfalls für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben [EnWG § 14 (1)]. Weiter dürfen die Netzbetreiber bei einer Netzüberlastung die Einspeiseleistung der fernsteuerbaren Erzeugungsanlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, reduzieren, wenn sie damit einen Netzengpass vermeiden können. Andernfalls muss die Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus erneuerbaren Energien sichergestellt werden [EEG 2017 § 14 (1)].

4.2.2.2 Diskriminierung in Bezug auf die Energieversorgung

Wie bereits erwähnt, müssen die begrenzt verfügbaren Kapazitäten bei einem Engpass diskriminierungsfrei verteilt werden. Die Grundlage der Diskriminierungsfreiheit ist im Allgemeinen Gleichbehandlungsgesetz (AGG) verankert. Dieses untersagt Benachteiligungen und gilt unter anderem für den Zugang zu Gütern und Dienstleistungen, die der Öffentlichkeit zur Verfügung stehen [AGG §§ 1, 2 (1)]. Eine unmittelbare Benachteiligung besteht dann, wenn eine Person im Vergleich zu einer anderen Person in einer vergleichbaren Situation weniger günstig behandelt wird. Eine mittelbare Benachteiligung liegt vor, wenn eine Person durch - dem Anschein nach - neutrale Vorschriften und Verfahren gegenüber einer anderen benachteiligt wird. Wenn die Vorschriften und Verfahren jedoch durch ein rechtmäßiges Ziel sachlich gerechtfertigt und die Mittel zur Erreichung dieses Ziels angemessen und erforderlich sind, liegt keine Benachteiligung vor [AGG § 3 (1), (2)].

Letztendlich sind die absolute Gleichbehandlung und damit die absolute Gerechtigkeit nur möglich, wenn keiner der Betroffenen sowohl in der Katastrophenmedizin als auch im Blackout-Fall versorgt wird. Da dies aber in der Katastrophenmedizin aufgrund der Schutzpflicht des Staates indiskutabel

ist, sind sachlich gerechtfertigte Kriterien notwendig, die eine Ungleichbehandlung rechtfertigen können. Die medizinische Versorgung Verletzter ist hier der legitime Zweck der Maßnahme. [27]

Das Verhältnismäßigkeitsprinzip fasst die Bedingungen aus dem AGG zusammen und schreibt vor, dass die eingesetzte Maßnahme und das angestrebte Ziel in Relation stehen und somit angemessen sein müssen. Eine erforderliche und geeignete Maßnahme zur Erreichung des Ziels liegt vor, wenn kein milderes, weniger belastendes Mittel zur Verfügung steht, das den Zweck ebenso gut erfüllt. Ein geeigneter und erforderlicher Eingriff darf nicht vorgenommen werden, wenn der damit verursachte Schaden in grobem Missverhältnis zum angestrebten Zweck steht. [28]

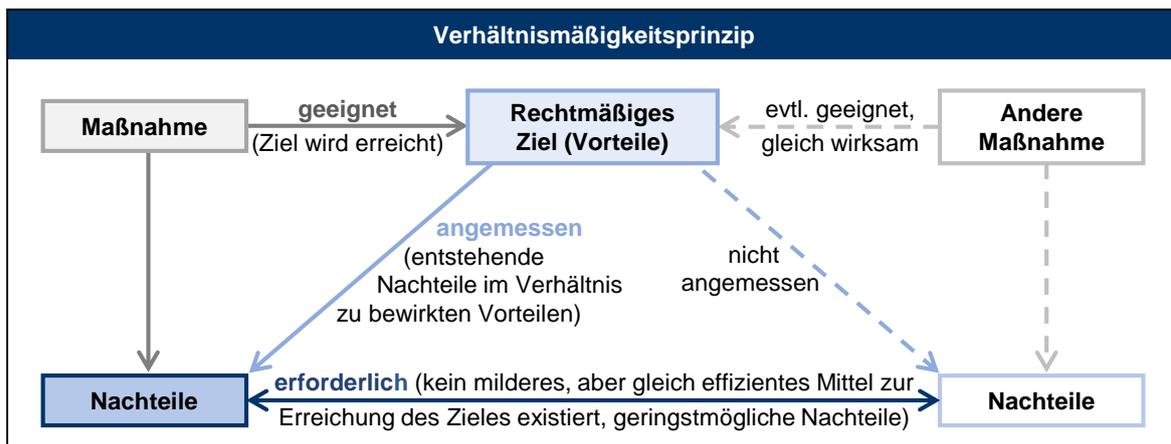


Abbildung 33: Verhältnismäßigkeitsprinzip nach [28]

In der Katastrophenmedizin steht der Nachteil einer Ungleichbehandlung auf Basis sachlich gerechtfertigter Kriterien im Verhältnis zum Vorteil der Rettung einer maximalen Anzahl von Verletzten in Hinblick auf die Dringlichkeit sowie die Erfolgsaussicht und ist somit angemessen [27]. Da die Ungleichbehandlung als geringstmöglicher Nachteil im Vergleich zur Vernachlässigung von zum Teil lebensbedrohlich verletzter Menschen angesehen werden kann, ist die Priorisierung von Verletzten erforderlich. Des Weiteren führt diese dazu, dass einer maximalen Anzahl an Verletzten geholfen werden kann, sodass die Maßnahme zum Ziel führt und letztendlich geeignet ist.

Auf den Bereich der elektrischen Energieversorgung übertragen bedeutet das, dass eine Diskriminierung beim Netzzugang während eines Engpasses stattfinden darf, insofern ein rechtmäßiges Ziel vorliegt und geeignete, erforderliche sowie angemessene Maßnahmen zur Erreichung ergriffen wurden. Das Ziel ist eine Minimierung des gesellschaftlichen Schadens durch einen langanhaltenden und großflächigen Stromausfall, indem kritische Infrastrukturen im Notversorgungsfall priorisiert werden.

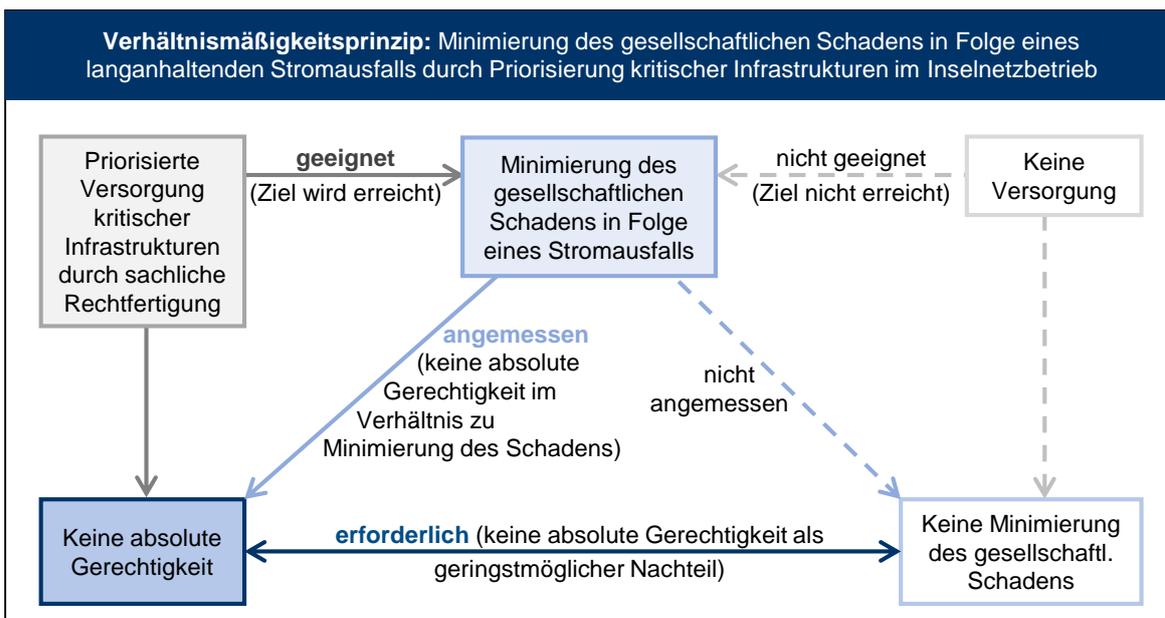


Abbildung 34: Verhältnismäßigkeitsprinzip zur Priorisierung kritischer Infrastrukturen nach [27, 28]

Die sachliche Rechtfertigung der Priorisierung und weitere Erläuterungen zur Abbildung 34 erfolgen in Kapitel 4.4.2. Nichtsdestotrotz muss eine fachliche Überprüfung des rechtmäßigen Ziels und der Maßnahmen durch eine Rechtsabteilung stattfinden. Es folgt die Definition und die Darstellung der Wechselbeziehungen von kritischen Infrastrukturen.

4.2.3 Kritische Infrastrukturen

„Kritische Infrastrukturen sind Organisationen oder Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.“ [26] Sie versorgen die Gesellschaft mit lebensnotwendigen Gütern und Dienstleistungen. Kritische Infrastrukturen können in verschiedene Sektoren geclustert werden, die jedoch in verschiedenen Quellen variieren können. Abbildung 35 zeigt acht ausgewählte Sektoren.



Abbildung 35: Sektoren kritischer Infrastrukturen nach [2, 3, 26]

Tabelle 6 listet neben den genauen Bezeichnungen der Sektoren zudem noch Beispiele bzw. Bereiche der Sektoren auf. Es kann zu Verschiebungen oder Ergänzungen der Beispiele, abhängig von der jeweiligen Quelle, kommen.

Tabelle 6: Kritische Infrastrukturen nach [2, 3, 26]

	Sektor	Abkürzung	Beispiele / Bereiche
	Energieversorgung	Energie	Elektrizität, Gas, Mineralöle
	Informations- und Telekommunikationstechnik	IKT	Internet, Telefon, Medien, Behördenfunk, Rechenzentren
	Transport und Verkehr	Transport	Luft-, Schifffahrt, Schienen-, Straßenverkehr, Logistik
	Wasserversorgung und Abwasserentsorgung	Wasser	Wasseraufbereitungsanlage, Kläranlage, Kühlung, Löschmittel
	Lebensmittelversorgung	Lebensmittel	Pflanzenproduktion, Tierhaltung, Lebensmittelhandel
	Gesundheitswesen	Gesundheit	Krankenhaus, Pflegeheim, Rettungsdienst, Medikamentenhersteller
	Finanz- und Versicherungswesen	Finanzen	Börse, Dienstleistungen, Zahlungsverkehr
	Behörden und Verwaltung	Behörden	Polizei, Gefängnis, Stadtverwaltung, Feuerwehr

Um die Abhängigkeiten und Wechselbeziehungen zwischen den kritischen Infrastrukturen zu veranschaulichen, wurden im ersten Schritt die Ausführungen von [3] quantifiziert, indem sehr starke Abhängigkeiten mit maximal 3 und schwache mit 1 bewertet wurden. Da der Wortlaut nicht immer eindeutig ist oder sich in Textabschnitten unterscheidet, ist ein Interpretationsspielraum nicht ausgeschlossen. Des Weiteren sind die Abhängigkeiten sehr allgemein betrachtet und können je nach Netzgebiet abweichen. Tabelle 7 zeigt den Grad der Abhängigkeit von 1 bis maximal 3 und führt nebenstehend die Seitenzahl aus [3] auf. Ist keine direkte Abhängigkeit im Bericht erläutert, so ist das Feld leer. Die Bewertung erfolgt nach eigenem Ermessen.

Tabelle 7: Bewertung der Abhängigkeiten kritischer Infrastrukturen nach [3]

	Energie		IKT		Transp.		Wasser		Lebens.		Gesund.		Finanz.		Behörd.	
Energie			3	77	3	209	3	141	3	153	3	167	3	187	2	187
IKT	2	77			2	234	1	141	3	153	2	167	3	187	3	232
Transport									3	13	2	167	1	21	2	233
Wasser									2	137	2	13				
Lebensmittel											2	167				
Gesundheit																
Finanzen									1	21						
Behörden									1	16						

Die Tabelle ist anhand des umrahmten Beispiels wie folgt zu lesen: Der Sektor Transport beeinflusst den Sektor Lebensmittel sehr stark. Der Grad der Abhängigkeit vom Sektor Lebensmittel ist somit hoch und wird deshalb mit 3 bewertet. Zur Veranschaulichung der Quantifizierung trägt Abbildung 36 bei. Diese zeigt, dass alle Sektoren sehr stark von der Energieversorgung abhängen. Des Weiteren werden hier die komplexen Wechselbeziehungen unter den Sektoren deutlich. Um das obige

Beispiel aufzugreifen, so bedeutet der Pfeil von Transport zu Lebensmittel (Transport → Lebensmittel), dass der Transport die Lebensmittelversorgung sehr stark beeinflusst.

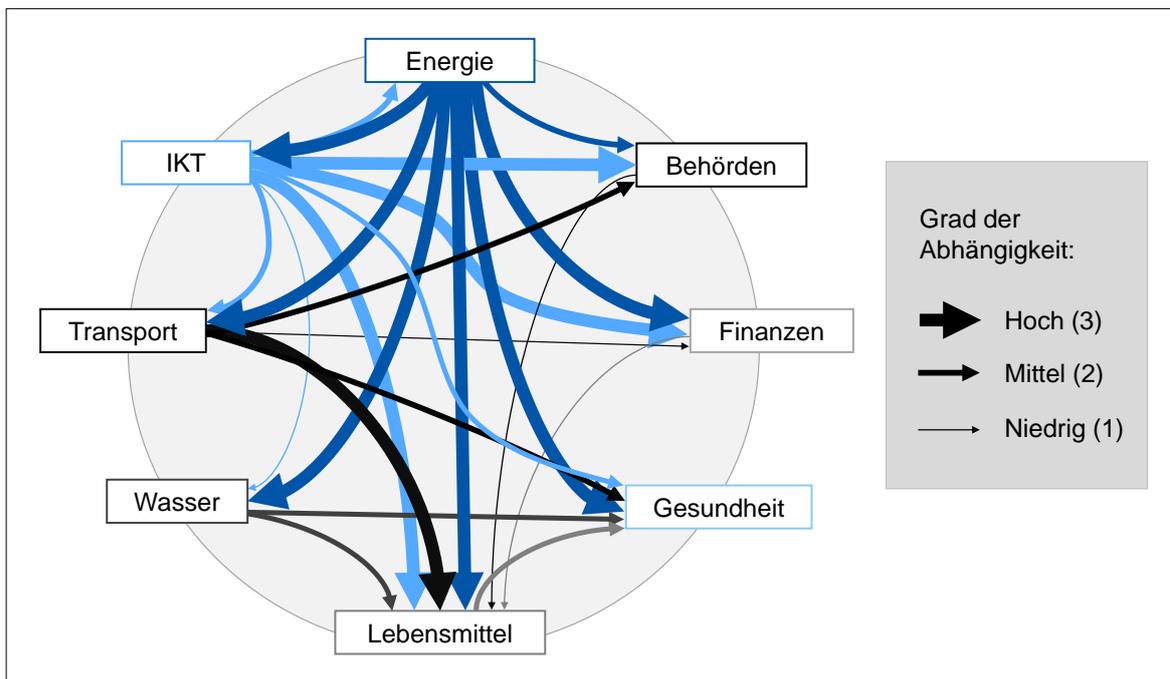


Abbildung 36: Abhängigkeiten kritischer Infrastrukturen nach [23]

Aufgrund der oben genannten Erläuterungen ist eine eindeutige Methodik mit einer sachlich gerechtfertigten Reihenfolge der Priorisierung kritischer Infrastrukturen notwendig. Für diese werden zunächst die Grundvoraussetzungen und anschließend die Methodik selbst dargestellt.

4.3 Grundvoraussetzungen für eine priorisierte Notversorgung kritischer Infrastrukturen

Nicht außer Acht gelassen werden darf, dass es sich hierbei um eine Methodik für eine Notfallversorgung mittels Inselnetzen handelt und nicht für den Normalbetrieb. Der Normalbetrieb ist der Notfallversorgung und den einhergehenden Netzengpässen in jedem Fall vorzuziehen. Bei einem langanhaltenden Stromausfall sind folgende Bedingungen zur priorisierten Notfallversorgung von kritischen Infrastrukturen mithilfe von Inselnetzen nach [23] notwendig:

- Technische Umsetzbarkeit des Inselnetzbetriebes im betroffenen Netzgebiet
- Zugriff auf im Inselnetz integrierte schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten
- Konzept zum Betrieb des Inselnetzes beispielsweise nach LINDA [4]
- Versorgungsliste priorisierter Lasteinheiten

Eine Lasteinheit ist hier als kleinste schaltbare Einheit definiert, das heißt die kleinste Einheit, die im Inselnetz technisch integrierbar ist. Diese kann eine kritische Infrastruktur beinhalten, muss aber nicht. Die einzelnen Schritte der Methodik werden in den folgenden Unterpunkten erklärt. Diese müssen vor einem Blackout durchlaufen werden, da bei Eintreten des Blackouts sowohl dem Netzbetreiber zu wenig Zeit für die Erstellung als auch einer juristischen Abteilung für die Prüfung bleibt. [23]

4.4 Methodik zur Erstellung einer priorisierten Versorgungsliste

Neben der Bewertung der Relevanz von Lasteinheiten für die Gesellschaft ist die technische Umsetzbarkeit der Priorisierung für die Erstellung der Versorgungsliste in Notfallsituationen zu berücksichtigen. Abbildung 37 zeigt die Berücksichtigung dieser Bedingungen in der entwickelten Methode. Diese setzt sich aus vier Schritten zusammen, die sequentiell aufeinander folgen. Der Output des vorherigen ist gleichzeitig Input für den folgenden Schritt.

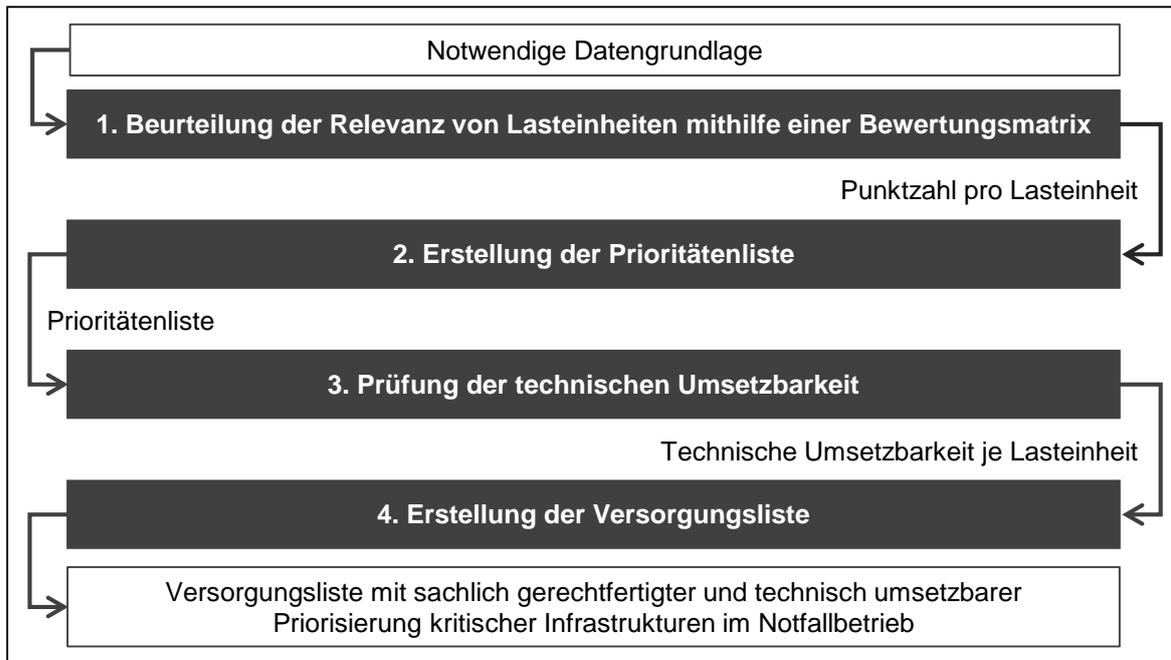


Abbildung 37: Methodisches Vorgehen nach [23]

Als Anfangsbedingung ist eine Datengrundlage notwendig, die im Folgenden näher definiert wird.

4.4.1 Notwendige Datengrundlage

Die Voraussetzung für die Anwendung der nachfolgend beschriebenen Methodik ist eine gewisse Datengrundlage. Zum einen besteht diese nach [23] aus technischen Anforderungen und Informationen:

- Verfügbare Erzeugungsleistung im Inselnetz ($P_{\text{verfügbar}}$)
- Maximal zulässiger Lastsprung für stabilen Inselnetzbetrieb
- Maximaler Lastsprung und stationäre Wirkleistung (P_{last}) für alle integrierten Lasteinheiten

Zum anderen sind Input-Größen für die Bewertungsmatrix notwendig, die je nach Auswahl der Sachgründe variieren können. Wenn die notwendige Datengrundlage gegeben ist, ist der erste Schritt der Methodik die Beurteilung der Relevanz von Lasteinheiten für die Gesellschaft mithilfe einer Bewertungsmatrix. [23]

4.4.2 Schritt 1: Beurteilung der Relevanz von Lasteinheiten mithilfe einer Bewertungsmatrix

Wie in Abbildung 36 bereits dargestellt gibt es zwischen den kritischen Infrastrukturen komplexe Wechselbeziehungen, die ein eindeutiges Ergebnis mithilfe der Beurteilung der Relevanz für die Gesellschaft fordern. Aus diesem Grund beinhaltet die Bewertungsmatrix Sachgründe in Form von Kategorien, die eine Quantifizierung der Relevanz und damit eine Gewichtung pro Lasteinheit ermöglichen. Die Matrix sorgt für eine transparente und objektive Rechtfertigung der Priorisierung einzelner Einheiten.

Um die Punktzahl pro Lasteinheit als Input für den folgenden zweiten Schritt ermitteln zu können, sind fünf Stufen notwendig:

- a. Definition der Kategorien mit ggf. rechtlicher Grundlage
- b. Gewichtung der Kategorien mit dem Skalierungsfaktor
- c. Definition der Ausprägung der Kategorien in Form von Kriterien
- d. Setzen der Gewichtungspunkte pro Lasteinheit
- e. Berechnung der Punktzahl

Die sachliche Rechtfertigung der Priorisierung kritischer Infrastrukturen basiert auf Kategorien, die den Sachgrund beinhalten. Hier können gegebenenfalls Gesetze, Richtlinien oder normative Regelungen hinzugezogen werden. Die Kategorien können mit einem Skalierungsfaktor (S) in Hinblick auf deren Relevanz für die Gesellschaft bewertet werden. Je höher der Skalierungsfaktor ist, desto höher ist die Gewichtung der Kategorie. Beispielsweise ist bei der Gefährdung menschlichen Lebens ein höherer Skalierungsfaktor als bei der Höhe des ökonomischen Schadens zu setzen. Die Kriterien dienen zur Beurteilung des Handlungsdrucks innerhalb der Kategorie. Mithilfe der Gewichtungspunkte (GP) kann ein einzelnes Kriterium im Bereich von 0 und 10 gewichtet werden. Der Bereich von 0 bis 10 ermöglicht eine Abstufung zwischen den Kriterien, wobei die Beurteilung gleichzeitig praktisch anwendbar bleibt. Aus diesem Grund sind die Kriterien in einem begrenzten Bereich skalierbar und nicht dichotom (Ja-Nein-Antworten). Nach der Multiplikation des Skalierungsfaktors der Kategorie mit den Gewichtungspunkten, ergibt die Summe der Produkte pro Spalte die Punktzahl je Lasteinheit. [23]

Tabelle 8: Bewertungsmatrix zur Beurteilung der Relevanz von Lasteinheiten nach [23]

Nr.	Kategorie	Skalier.	Kriterien	Einheit A		Einheit B		Einheit ...		Referenz
				GP	S•GP	GP	S•GP	GP	S•GP	
		S		GP	S•GP	GP	S•GP	GP	S•GP	optional
1	z.B. Gefährdung menschlichen Lebens	z.B. 5	Akut (z.B. < 8 h)	z.B. 10	z.B. 5•10					Art. 2 GG: Recht auf Leben, [3]
			Kurzfristig	$0 < GP < 10$						
			Langfristig (z.B. > 30 d)	z.B. 1						
2	z.B. Anzahl versorgter Menschen	z.B. 4	Viele (z.B. > 70 %)	z.B. 10						Maximierungsformel [27]
			Mittel	$0 < GP < 10$	z.B. 4•8					
			Wenige (z.B. < 20 %)	z.B. 0						
3	z.B. Zeithorizont des Schadens	z.B. 2	Langfristig (z.B. > 1 m)	z.B. 10						Dringlichkeit [27]
			Mittelfristig	$0 < GP < 10$						
			Kurzfristig (z.B. < 1 d)	z.B. 0						
4	z.B. Höhe des ökonom. Schadens	z.B. 1	Hoch (z.B. > 300 Mio. €)	z.B. 10						Geschätzter Schaden [3, 29]
			Mittel	$0 < GP < 10$	z.B. 1•3					
			Gering (z.B. < 0,5 Mio. €)	z.B. 0						
...										
Punktzahl (Summe skaliertes GP)				A	85	B		...		

Die Kategorien in Tabelle 8 sind exemplarisch und können frei gewählt werden, wenn diese sachlich gerechtfertigt sind. Die sachliche Rechtfertigung und der legitime Zweck der jeweiligen Kategorie müssen durch eine Rechtsabteilung geprüft werden.

4.4.3 Schritt 2: Erstellung der Prioritätenliste

Die Prioritätenliste ergibt sich aus der absteigenden Reihenfolge der Punktzahlen je Lasteinheit. Daraus resultiert eine eindeutige Rangliste der Einheiten. Tabelle 9 zeigt die Reihenfolge nach den absteigend angeordneten Punktzahlen je Lasteinheit. Des Weiteren ist die jeweilige kritische Last und $P_{\text{Last}(n)}$ in MW aufgeführt. Die in der Tabelle eingetragenen Werte sind frei gewählt und dienen der Veranschaulichung.

Tabelle 9: Erstellung der Prioritätenliste nach [23]

n	Einheit	Markanter Verbraucher in Einheit	Punktzahl absteigend	$P_{\text{Last}(n)}$ in MW
1	z.B. C	z.B. Krankenhaus	z.B. 137	z.B. 2,1
2	z.B. A	z.B. Trinkwasserversorgung	z.B. 85	z.B. 0,9
3	z.B. D	z.B. Polizei	z.B. 40	z.B. 1,3
4	z.B. B	z.B. IKT	z.B. 19	z.B. 2,5
5	z.B. F	z.B. Lebensmittelproduktion	z.B. 13	z.B. 1,8
...				
x	z.B. E	z.B. Haushalte	z.B. 0	z.B. 1,1

Die Voraussetzung für die Versorgung der einzelnen Lasteinheiten ist die technische Umsetzbarkeit. Die Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wird in Schritt 3 näher erläutert.

4.4.4 Schritt 3: Prüfung der technischen Umsetzbarkeit

Die Prüfung der technischen Umsetzbarkeit erfolgt für jede Lasteinheit Schritt für Schritt nach der Prioritätenliste. Dabei werden zwei Aspekte berücksichtigt:

- $P_{\text{Verfügbar}} \geq \sum P_{\text{Last}(n)}$
- Integrierbarkeit der Lasteinheit

Die verfügbare Erzeugungsleistung im Inselnetzgebiet ($P_{\text{Verfügbar}}$) muss die Summe der Lasten ($\sum P_{\text{Last}(n)}$) decken. Dafür wird in der Reihenfolge der Prioritätenliste geprüft, ob die vorhandene Erzeugungsleistung für die Versorgung der Lasteinheit ausreichend ist. Weiter muss die Lasteinheit in das Inselnetz integrierbar sein. Der resultierende Lastsprung darf die Systemstabilität dabei nicht gefährden. Abbildung 38 zeigt in vereinfachter Darstellung und exemplarisch für die Wirkleistung den Ablauf der Prüfung für die technische Umsetzbarkeit. Das Prüfungsschema kann ebenfalls auf die Blindleistung übertragen werden.

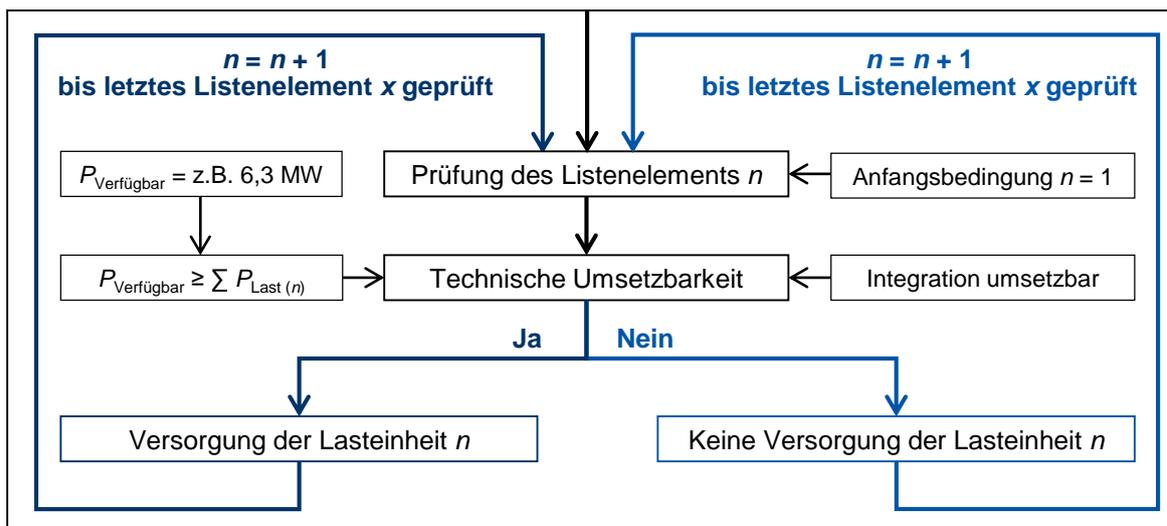


Abbildung 38: Prüfung der technischen Umsetzbarkeit nach [23]

Die sich wiederholende Prüfung endet, nachdem das letzte Listenelement x geprüft worden ist. Der Output des dritten Schritts ist die abgeschlossene Prüfung jeder einzelnen Lasteinheit, ob diese aus technischer Sicht versorgt werden kann oder nicht. Das stellt die Eingangsgröße für den letzten Schritt dar.

4.4.5 Schritt 4: Erstellung der Versorgungsliste

Auf Grundlage der Prioritätenlisten und der überprüften technischen Umsetzbarkeit der Lasteinheiten entsteht im vierten Schritt die Versorgungsliste. Der Unterschied der Versorgungs- zur Prioritätenliste besteht darin, dass hier die nicht integrierbaren Lasteinheiten aus der Liste gestrichen wurden (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Erstellung der Versorgungsliste nach [23]

m	Einheit	Markanter Verbraucher in Einheit	Punktzahl absteigend	$P_{\text{Last } (m)}$ in MW	$P_{\text{Verfügbar}} - \sum P_{\text{Last } (m)}$ in MW
1	z.B. C	z.B. Krankenhaus	z.B. 137	z.B. 2,1	z.B. 4,2
2	z.B. A	z.B. Trinkwasserversorgung	z.B. 85	z.B. 0,9	z.B. 3,3
3	z.B. D	z.B. Polizei	z.B. 40	z.B. 1,3	z.B. 2,0
4	z.B. F	z.B. Lebensmittelproduktion	z.B. 13	z.B. 1,8	z.B. 0,2
...					

Die Versorgungsliste ermöglicht eine Umsetzung der priorisierten Versorgung kritischer Infrastrukturen im Notversorgungsfall anhand sachlich gerechtfertigter Kriterien.

4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Langanhaltende und großflächige Stromausfälle können enorme Schäden für die Gesellschaft nach sich ziehen, insbesondere wenn kritische Infrastrukturen betroffen sind. Die Vermeidung eines langanhaltenden Blackouts ist trotz moderner Mess- und Regelungstechnik nicht garantiert. Technische Lösungskonzepte wie im LINDA-Projekt ermöglichen mithilfe eines Notfallversorgungskonzeptes auf Basis eines stabilen Inselnetzbetriebs die Versorgung kritischer Infrastrukturen im Notfall. Dadurch können die Schäden für die Gesellschaft nicht vermieden, aber deutlich reduziert werden. Da im Notfallbetrieb die Erzeugungsleistung begrenzt ist, können die Verbraucher nur eingeschränkt versorgt werden. Eine priorisierte Versorgung bestimmter Verbraucher steht in Konflikt mit der gesetzlich vorgeschriebenen diskriminierungsfreien Stromversorgung in Engpasssituationen. Eine Diskriminierung ist nur dann erlaubt, wenn eine sachliche Rechtfertigung dieser vorliegt. Aus diesem Grund wurde eine Methodik entwickelt, die eine priorisierte Versorgung kritischer Infrastrukturen im Notfallbetrieb objektiv rechtfertigt, sodass der Schaden für die Gesellschaft bei einem langanhaltenden Stromausfall minimiert werden kann. Das Ranking der Infrastrukturen in Notfallsituationen basiert auf einem transparenten, objektiven und eindeutigen Punktesystem, das die Bedeutung für die Gesellschaft sowie die technische Umsetzbarkeit berücksichtigt. [23]

5. Zusammenfassung

Langanhaltende und großflächige Stromausfälle können enorme Schäden für die Gesellschaft verursachen, insbesondere wenn kritische Infrastrukturen betroffen sind. Technische Lösungskonzepte wie das LINDA-Konzept ermöglichen mithilfe einer Notfallversorgung auf Basis eines stabilen Inselnetzbetriebs die Minimierung des gesellschaftlichen Schadens. Hierbei werden kritische Infrastrukturen priorisiert versorgt. Für den ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt im Inselnetz ist das Führungskraftwerk verantwortlich, das von weiteren lokal vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen unterstützt wird.

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen auf Basis der geltenden technischen Netzanschlussrichtlinien ihre Wirkleistung im Frequenzband $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ reduzieren. Das LINDA-Konzept nutzt die Leistungsreduktion dezentraler Erzeugungsanlagen in Überfrequenz-Situationen für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt. Ein im Zuge des LINDA-Projekts durchgeführter Inselnetz-Feldversuch ermöglichte die Analyse des realen Verhaltens unterschiedlicher Anlagentypen und die Optimierung von dynamischen Simulationsmodellen. Daraufhin konnte das gemessene mit dem erwarteten Normverhalten verglichen werden. Die Leistungsgradienten der PV-Anlagen bei Zuschaltung sind weniger kritisch für die Inselnetzstabilität als ursprünglich erwartet. Die dezentralen Erzeugungsanlagen können somit bei einem langanhaltenden Blackout für ein Notversorgungskonzept auf Basis von Inselnetzen genutzt werden. Die Netztrennung von Anlagen mit Schaltschwellen bei festen Frequenzen führt zu einer Dämpfung der bei Lastabschaltung auftretenden Frequenzüberhöhung. Nach einer Mindestwartezeit erfolgt die Wiederschaltung in Summe in Form eines rampenförmigen Verhaltens. Neuere Anlagen mit kontinuierlichen Methoden zur Wirkleistungsreduktion sind entsprechend der Normvorgabe mit ihrem frequenzabhängigen Leistungswert der aktuellen Inselnetzfrequenz gefolgt. Die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der gesamten Netzinsel hat bezüglich des stationären Verhaltens mit dem erwarteten Normverhalten übereingestimmt. Einzelne Anlagen können von der anzuwendenden Norm abweichen. Wenn eine Anlage aufgrund ihrer Leistung systemrelevant werden kann, ist es empfehlenswert, das reale Verhalten vor einem Inselnetzbetrieb messtechnisch zu überprüfen. [5] Neben den technischen Richtlinien sind gesetzliche Rahmenbedingungen bei der priorisierten Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels Inselnetzen zu berücksichtigen.

Aufgrund der begrenzten Erzeugungsleistung bei der Notstromversorgung können die im Inselnetz integrierten Verbraucher gegebenenfalls nur eingeschränkt versorgt werden. Eine priorisierte Versorgung bestimmter Verbraucher steht in Konflikt mit der gesetzlich vorgeschriebenen diskriminierungsfreien Stromversorgung in Engpasssituationen. Eine Diskriminierung ist nur dann erlaubt, wenn eine sachliche Rechtfertigung dieser vorliegt. Aus diesem Grund wurde eine Methodik entwickelt, die eine priorisierte Versorgung kritischer Infrastrukturen im Notfallbetrieb rechtfertigt, indem ein transparentes, objektives und eindeutiges Punktesystem verwendet wird. [23] Damit kann der Schaden für die Gesellschaft bei einem langanhaltenden Stromausfall minimiert werden kann.

6. Management Summary

Long-term and wide spread blackouts can have a serious impact on society and even lead to a national crisis. The potential for damage of a blackout would be immensely decreased, if the provision of electrical energy for critical infrastructures could be maintained with help of decentralized generation units. The research project LINDA (Local Island Power Supply and Accelerated Grid Restoration with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts) developed a general applicable concept for a stable emergency power supply, especially for critical infrastructures. The concept bases on establishing and operating a stable isolated grid, that is supplied by the locally available mixture of distributed generation units. It was successfully verified in a transient simulation model as well as in three field tests. So a technical solution for an emergency power supply is available. [23] The leading power plant supported by further distributed energy resources like PV systems is responsible for the balance of active and reactive power.

Distributed energy resources are bound to reduce their active power feed-in in the range $50.2 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$ according to grid codes. Field tests enabled the analysis of real behavior of PV systems and the optimization of simulation models. PV systems can support the stable emergency power supply with their reduction of active power feed-in, because the resynchronization is not as critical as expected. There are two types of PV systems: systems with thresholds and systems with ramped behavior. The switch-off of PV systems with thresholds helps reducing frequency peaks. The resynchronization is in a ramped manner. Newer systems showed the reduction and increase according to the current frequency. The stationary behavior of the entire isolated grid complied in general with the expected behavior. Because of the deviation of some systems behavior from the grid codes, a verification by measurement of systems behavior, which are relevant for the system stability, is recommended. [8] In addition to the technical grid codes, the legal framework must be considered.

As a result of the missing main grid, the availability of generation capacity is limited during an emergency supply. In case of a shortage of generation power, the operation of a stable local power island requires the curtailment of loads. Due to their importance for society, critical infrastructures like drinking water supply or hospitals should be prioritized in this situation. This is a conflict to the non-discriminatory access to electrical energy. The presented methodology can help to legitimize prioritized supply of critical infrastructures in case of a large-scale blackout and therefore to reduce the damage on society. The prioritization process is based on objective reasons and limited to emergency situations. [23]

7. Ausblick

Ein technisches Lösungskonzept zur Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mithilfe eines stabilen Inselnetzbetriebs wurde im LINDA-Projekt bereits erfolgreich erprobt. Durch das mittels Messdaten optimierte Simulationsmodell ist eine Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Gebiete gegeben. Für die flächendeckende Umsetzung des Notfallversorgungskonzepts und der Methodik zur Priorisierung der kritischen Infrastrukturen ist ein detailliertes und zielgerichtetes Wissen der Netzbetreiber über die installierte Leistung und das Normverhalten der im Netzgebiet angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen, die schaltbaren Lasteinheiten sowie die maximal zulässigen Lastsprünge notwendig. Eine auf die Bedürfnisse sinnvoll ausgelegte und aktuelle Dokumentation des Netzgebietes ist somit empfehlenswert.

Weiter ist eine rechtliche Auseinandersetzung und Definition von Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber im Notversorgungsfall wünschenswert. Das Ziel hierbei ist eine Optimierung der gesamtgesellschaftlichen Versorgungssicherheit. Dabei sind unter anderem die Rechte und Pflichten bei der priorisierten Versorgung von kritischen Infrastrukturen im Notfall mittels gesetzlichen Beschlüssen zu definieren. Die Richtlinien zur Katastrophenmedizin können dabei als Hilfestellung herangezogen werden. Die Verweigerung der Versorgung betroffener Menschen bei verfügbaren Ressourcen ist nicht hinnehmbar [27]. Gleiches sollte auch für die Notstromversorgung in gesetzlichen Rahmenbedingungen manifestiert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] I. Steetskamp und D. van Wijk, „Stromausfall - Die Verletzlichkeit der Gesellschaft; Die Folgen von Störung der Elektrizitätsversorgung,“ Rathenau-Institut, Den Haag, 1994.
- [2] Bundesministerium des Innern, *Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen*, Berlin: Bundesministerium des Innern, 2009.
- [3] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Was bei einem Blackout - Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls,“ edition sigma, Berlin, 2011.
- [4] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, *Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts*, Helsinki: CIRED, 2016.
- [5] C. J. Steinhart, M. Gratza, S. Baumgartner, M. Finkel, R. Witzmann und G. Kerber, *Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs*, Graz: TU Graz, 2018.
- [6] S. Palm und P. Schegner, „Fundamentals of Detectability and Detection Methods of Unintentional Electrical Islands,“ PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [7] LEW Verteilnetz GmbH, „Pilotprojekt LINDA,“ [Online]. Available: <https://www.lew-verteilnetz.de/stromnetz/netz/aktuelle-projekte/pilotprojekt-linda>. [Zugriff am 05 04 2018].
- [8] C. J. Steinhart, M. Gratza, M. Fischer, M. Finkel, R. Witzmann, T. Nagel, K. Schaarschmidt, G. Kerber und T. Wopperer, „Optimierung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz,“ TU Wien, Wien, 2017.
- [9] V. Wesselak und S. Voswinkel, *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012.
- [10] R. Krause und R. Stange, *Lichttherapie*, Springer, 2012.
- [11] Bundesnetzagentur, „EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html. [Zugriff am 12 04 2018].
- [12] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2017.
- [13] V. U. Hoffmann, „Damals war's - Ein Rückblick auf die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland,“ *Sonnenenergie*, Nr. Nov.-Dez., pp. 38-39, 2008.
- [14] M. Finkel, *Electric Power Systems*, Augsburg: unveröffentlicht, 2018.
- [15] G. Kerber, M. Finkel, K. Schaarschmidt, C. J. Steinhart, M. Gratza und R. Witzmann, „Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,“ TU Graz, Graz, 2016.
- [16] VDE, *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin: VDE Verlag, 2011.
- [17] BDEW, *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)*, Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.
- [18] VDE, *DIN V VDE V 0126-1-1:2013-08 - Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, 2013.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV)*, Berlin, 2012.
- [20] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Frankfurt am Main, Heidelberg: VDEW Energieverlag GmbH, 2001.
- [21] S. Baumgartner, C. J. Steinhart und M. Finkel, „Behaviour of Photovoltaic Systems according to the Second Field Test of the Project LINDA - Second Research Report,“ unveröffentlicht, Augsburg, 2017.
- [22] R. Inzunza, Y. Tawada, M. Furukawa, N. Shibata und e. al., *Behavior of a Photovoltaic Inverter Under Sudden Increase in Irradiance due to Reflection in Clouds*, Palermo: ICRERA, 2015.
- [23] C. J. Steinhart, S. Baumgartner, M. Finkel und R. Witzmann, *Methodology for Factual Justification to Prioritize Critical Infrastructures during Emergency Power Supply*, Ljubljana: CIRED, 2018.

- [24] W. Gawlik, A. Kollmann, E. Traxler und R. Nening, *SORGLOS - Smarte Robuste Regenerativ Gespeiste Blackout-feste Netzabschnitte*, Wien, 2015.
- [25] S. Baumgartner, C. J. Steinhart und M. Finkel, „Notversorgung mittels Inselnetzen bei einem großflächigen Stromausfall,“ unveröffentlicht, Augsburg, 2017.
- [26] BBK, „Kritische Infrastrukturen,“ [Online]. Available: https://www.bbk.bund.de/DE/AufgabenundAusstattung/KritischeInfrastrukturen/kritischeinfrastrukturen_node.html. [Zugriff am 09 03 2018].
- [27] Schutzkommission beim Bundesministerium des Innern, *Katastrophenmedizin*, Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, 2013.
- [28] U. Gräber-Seißinger, R. Van der Hout, G. Ebenhöch und e. al., *Duden Recht A-Z. Fachlexikon für Studium, Ausbildung und Beruf*, Berlin: Bibliographisches Institut GmbH, 2015.
- [29] Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft, *Topics Geo - Naturkatastrophen 2016*, München: Kastner & Callwey Medien GmbH, 2017.
- [30] Ausschuss Ärztlicher Leiter Rettungsdienst, *Nichtärztliche Vorsichtung*, 2014.
- [31] P. Sefrin, J. W. Weidringer und W. Weiss, „Sichtungskategorien und deren Dokumentation,“ *Deutsches Ärzteblatt*, pp. 2057-2058, 04 August 2003.
- [32] Deutsch Türkische Nachrichten, „Blackout in der Türkei: War eine Kette von Fehlern verantwortlich?,“ 03 04 2015. [Online]. Available: <http://www.deutsch-tuerkische-nachrichten.de/2015/04/510427/blackout-in-der-tuerkei-war-eine-kette-von-fehlern-verantwortlich/>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [33] Deutsche Welle, „Indien nach historischem Blackout,“ 01 08 2012. [Online]. Available: <http://www.dw.com/de/indien-nach-historischem-blackout/a-16135910>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [34] The New York Times Company, „Florida Utility Company to Pay \$25 Million for Blackout,“ [Online]. Available: <http://www.nytimes.com/2009/10/09/us/09blackout.html>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [35] Handelsblatt, „Lehren aus dem Schnee-Desaster,“ [Online]. Available: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/ein-jahr-nach-dem-stromausfall-im-muensterland-lehren-aus-dem-schnee-desaster/2737478.html>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [36] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, „Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the UNited States and Canada,“ 2004.
- [37] A. J. Praktijn, A. Hähnel und G. Erdmann, „Assessing energy supply security: Outage costs in private households,“ *Energy Policy*, pp. 7825-7833, 04 10 2011.
- [38] A. H. Maslow, *Motivation and Personality*, Harper & Row Publishers Inc., 1954.
- [39] Bundeszentrale für politische Bildung, „Welternährung,“ [Online]. Available: <http://www.bpb.de/internationales/weltweit/welternahrung/192954/bildergalerie-die-wichtigsten-nahrungsmittel-der-welt>. [Zugriff am 26 03 2018].
- [40] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Was bei einem Blackout geschieht - Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls,“ edition sigma, Berlin, 2011.
- [41] C. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, K. Schaarschmidt und G. Kerber, *Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in case of Large-Scale Blackouts*, Helsinki: CIRED Workshop, 2016.
- [42] LEW Verteilnetz GmbH, „Pilotprojekt LINDA,“ [Online]. Available: <https://www.lew-verteilnetz.de/stromnetz/netz/aktuelle-projekte/pilotprojekt-linda>. [Zugriff am 04 12 2017].

Gesetzesverzeichnis

AGG	Allgemeines Gleichbehandlungsgesetz vom 14.08.2006 (BGBl. I S. 1897), zuletzt geändert durch Art. 8 G v. 3.4.2013 I 610.
EEG 2017	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21.07.2017 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 17.7.2017 I 2532.
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 6 G v. 20.7.2017 I 2808.
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23.05.1949, zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 13.7.2017 I 2347.
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Art. 1 V v. 19.12.2017 I 3988.

Patentverzeichnis

DE 102010006527 A1	Anpassen von Lastprofilen und/oder Einspeiseprofilen, Anmelder: RWE Rheinland Westfalen Netz AG, Offenlegungstag: 04.08.2011, Deutsche Patent- und Markenamt.
WO 2015/082005 A1	Verfahren zur Stabilisierung eines elektrischen Energieversorgungssystems, Anmelder: Siemens AG, Internationales Veröffentlichungsdatum: 11.06.2015, WIPO / PCT.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, Sonja Baumgartner, die eingereichte Abschlussarbeit selbständig verfasst und keine andere als die von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt zu haben. Wörtlich oder inhaltlich verwendete Quellen wurden entsprechend den anerkannten Regeln wissenschaftlichen Arbeitens zitiert. Ich erkläre weiterhin, dass die vorliegende Arbeit noch nicht anderweitig als Abschlussarbeit eingereicht wurde.

Das Merkblatt zum Täuschungsverbot im Prüfungsverfahren der Hochschule Augsburg habe ich gelesen und zur Kenntnis genommen. Ich versichere, dass die von mir abgegebene Arbeit keinerlei Plagiate, Texte oder Bilder umfasst, die durch von mir beauftragte Dritte erstellt wurden.

Augsburg, 12.06.2018

Sonja Baumgartner