Fraunhofer
IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTUNSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE

NETZ:KRAFT
NETZWIEDERAUFBAU UNTER BERÜCKSICHTIGUNG ZUKÜNFTIGER KRAFTWERKSTRUKTUREN
ÖFFENTLICHER ABSCHLUSSBERICHT

NETZ:KRAFT NETZWIEDERAUFBAU UNTER BERÜCKSICHTIGUNG ZUKÜNFTIGER KRAFTWERKSTRUKTUREN

Öffentlicher Abschlussbericht

Dipl.-Ing. Wolfram Heckmann (Projektkoordinator)

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, IEE
Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze, Königstor 59, 34119 Kassel

Förderkennzeichen: 0325776 [A bis L]
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.
Projektpartner: Fraunhofer IEE (ehemals Fraunhofer IWES), 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, Transnet BW GmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH, HanseWerk AG, DREWAG NETZ GmbH, Avacon AG, ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH, SMA Solar Technology AG, ÖKOBIT GmbH, PSI AG, Dutrain GmbH, GridLab GmbH, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Universität Kassel, DERlab e.V.

NETZ:KRAFT

Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen

NETZ:KRAFT - Öffentlicher Abschlussbericht

Koordination

Fraunhofer IEE

Projektkonsortium

drewag NETZ, Schleswig-Holstein Netz, 50hertz, amprion, SMA, DERlab, PSI, TRANSNET BW, avacon, TenneT Taking power further, GRIDLAB, DUtrain, ENERCON Energie für die Welt, EnergieNetz Mitte Ein Unternehmen der EAM Gruppe, FAU Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, Uni Kassel Versität, MITNETZ STROM, energiequelle, ÖKOBIT Die Biogasexperten, Fraunhofer IEE

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

STROMNETZE Forschungsinitiative der Bundesregierung

Förderkennzeichen 0325776 [A bis L]. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Kassel, 08.02.2019

Zusammenfassung

Problemstellung

Der zunehmende Anteil von Erneuerbarer-Energie-Anlagen (EEA) beeinflusst den Netzwiederaufbau (NWA). NWA-Konzepte und das Verhalten von EEA müssen daher aufeinander abgestimmt und weiterentwickelt werden. Dabei müssen die Möglichkeiten und Grenzen beim Einsatz von EEA im Zusammenspiel mit konventionellen Anlagen für Netzebenen und Netzregionen ermittelt werden. Im Mittelpunkt des Projekts standen zwei zentrale Fragen:

- Ist es möglich, vorhandene Konzepte für zukünftige Kraftwerksstrukturen so weiter zu entwickeln, dass der NWA möglich bleibt?
- Ist es möglich, dezentrale Anlagen aktiv für Versorgungsinseln zu nutzen und somit die Ausfallzeiten zu minimieren?

Methodik

Fallstudien und Technologieentwicklungen wurden als Demonstratoren in Leitstellen-Trainingszentren und Laboren umgesetzt, von denen die wichtigsten nachfolgend aufgeführt sind:

- Demonstratoren
  - Durchführung Netzwiederaufbau am Leitstellen-Trainingssimulator
    - Szenario „Sonne“
    - Szenario „Wind“
    - Netzinsel Großstadt
  - Labordemonstratoren
    - Windinsel
    - Landwirtschaftliches Arealnetz, Parallelbetrieb von Biogas-BHKW in einer Netzinsel
    - Aufbau eines Mittelspannungs-Mikronetzes mit zwei Batteriespeichern
- Fallstudien
  - Nutzung EEA im Netzwiederaufbau (Übertragungsnetz)
    - Unterstützung einer Schwarzstarteinheit durch einen Windpark
    - Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung durch Windparks aus dem Verteilnetz
    - Verteilnetz-Bilanz-Regler, Ausregelung ungesteuerter EEA
  - Einsatz von HGÜ
    - Unterstützung des NWA aus asynchronen Netzen
    - Offshore-Windpark als Schwarzstarteinheit
  - Nutzung EEA in Versorgungsinseln im Verteilnetz
    - Aufbau und Betrieb Hochspannungsnetz mit Windparks
    - Inselnetz Großstadt
    - Mittelspannungsnetz mit Biogas, PV und Batterie-Speicher
    - Aufbau und Betrieb eines Mittelspannungs-Mikronetzes mit zwei Batteriespeichern
    - Landwirtschaftliches Arealnetz mit Biogas
    - Ortsnetze mit Netzersatzanlage, PV und Batterien

Ergebnisse

Abbildung 1 Phasen des Netzwiederaufbaus und mögliche Beiträge von dezentralen Erneuerbare-Energie-Anlagen

In einer heterogenen Erzeugungslandschaft (EEA plus konventionelle Kraftwerke) können EEA prinzipiell einen NWA unterstützen. Dazu müssen in der Netzleitstelle sowohl Informationen über verfügbare Einspeiseleistung vorliegen als auch erweiterte und verbesserte Steuerungsmöglichkeiten bereitgestellt werden. Wichtig ist, dass EEA beim NWA die Netzfrequenz stützen, z.B. auch durch äquivalente Beiträge zur Schwungmasse, siehe auch Abbildung 1. Technisch können EEA im NWA notwendige Funktionalitäten zur Frequenz- und Spannungshaltung erbringen. Die aktuellen Anforderungen an EEA beinhalten jedoch kein für den NWA optimales Anlagenverhalten und die technischen Anschlussrichtlinien sollten entsprechend ergänzt werden. Für eine Umsetzung muss auch der rechtliche Rahmen weiterentwickelt werden.

Folgende Funktionalitäten von EEA sollen möglich sein, um den NWA zu unterstützen:

- Zuschaltung und Leistungsfreigabe erfolgen ausschließlich durch den zuständigen Netzbetreiber
    - Bei kleineren Anlagen ist ggf. eine automatische Zuschaltung sinnvoll. Die automatische Zuschaltung muss so gestaltet sein, dass ein NWA zuverlässig erfolgen kann.
- Unterstützung der Netzfrequenz: Wirkleistungsregelung mit Leistungsreserve und P(f)-Charakteristik
- Blindleistungsregelung mit angepasster Q(U)-Charakteristik
- Rampen für Wirk- und Blindleistungslieferung sollen entsprechend situationsabhängiger Systemanforderungen flexibel einstellbar sein
- Schwarzfallfeste und idealerweise bidirektionale Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Anlagen. Kommunikation sollte jedoch mindestens mit Spannungswiederkehr und vor Einspeisebetrieb verfügbar sein.

Der Herausforderung von Planung und Koordination einer Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen ist durch entsprechende Aggregation bzw. Disaggregation zu begegnen. Anlagenbezogene Informationen müssen

gebündelt und Anforderungen verteilt werden, um an zentraler Stelle Kraftwerkseigenschaften bereit zu stellen. Dies muss beim NWA in der Verantwortung des Anschlussnetzbetreibers liegen, der für sein Netzgebiet die notwendigen, technischen Möglichkeiten schaffen muss. Auch dafür muss der rechtliche Rahmen weiterentwickelt werden.

Dezentrale Inseln mit einer Last von wenigen kW bis zu einigen 10 MW und wenigen EEA lassen sich durch Verwendung von Speichern (z.B. Batterien oder Biogas) betreiben, wenn Anlagenregelung und Netzautomatisierung (inkl. Berücksichtigung von Synchronisierungseinrichtungen) für diesen Fall ertüchtigt werden. Unter welchen Bedingungen die Ausfallzeiten der Versorgung reduziert werden können, muss im Einzelfall geprüft werden. Dabei müssen reduzierte Ausfallzeit und sicherer Betrieb der Versorgungsinsel einerseits und der Aufwand zur Synchronisation von Netzinseln und Wiederherstellung eines Gesamtsystems andererseits gegeneinander abgewogen werden. Dezentrale Inseln können auch bei lokalen Netzausfällen zur Versorgungssicherheit und Überbrückung von Reparaturzeiten ausgefallener Betriebsmittel (z.B. nach Unwettern) eingesetzt werden.

Das Projekt NETZ:KRAFT hat die generelle Machbarkeit der aktiven Nutzung von Erneuerbare-Energie-Anlagen im Netzwiederaufbauprozess und zur Versorgung von Netzinseln aufgezeigt. Die dafür notwendigen Funktionalitäten und Einsatzmöglichkeiten wurden im Projekt qualitativ bestimmt. Um regulatorische Anforderungen setzen und die technischen Funktionen in den Netzbetrieb übernehmen zu können, müssen die Funktionalitäten und Einsatzmöglichkeiten noch genauer bestimmt und quantifiziert werden.

Inhalt

Zusammenfassung ... *2*
Problemstellung ... 2
Methodik ... 2
Ergebnisse ... 3

Inhalt ... *5*

Abkürzungsverzeichnis ... *8*

1 Einleitung ... *9*
1.1 Der Netzwiederaufbau-Prozess ... 9
1.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau im Verbundnetz ... 13
1.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen in Versorgungsinseln des Verteilnetzes ... 17
1.4 NETZ:KRAFT – Ziele und Vorgehensweisen ... 17
1.5 NETZ:KRAFT – Zusammenfassung der Ergebnisse ... 19
1.6 NETZ:KRAFT – Fazit ... 21

2 Szenarien ... *23*

3 Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau ... *24*
3.1 Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA ... 24
3.2 Simulation des Verhaltens von verteilten dezentralen Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau ... 27
3.3 Zuschalten eines Teilnetzes ... 28
3.4 Erhöhung der Einspeiseleistung bei Wolkenzug ... 30

4 Demovorhaben ... *31*
4.1 Trainingssimulator Sonne ... 31
4.2 Trainingssimulator Wind ... 34
4.3 Trainingssimulator Großstadt ... 39
4.4 Labordemonstration Windnetz ... 41
4.5 Labor-Demonstration Batterienetz ... 43
4.6 Feldtest landwirtschaftliches Arealnetz/ Inselnetzbetrieb mit Biogas-BHKW ... 45

5 Anforderungen und Empfehlungen zur aktiven Einbindung von erneuerbaren Energien in den Netzwiederaufbau und in Verteilnetzinseln ... *50*
5.1 Infrastruktur/ Kommunikation ... 50
5.2 Koordination und Prozessgestaltung ... 52
5.3 Anforderungen an Erzeugungsanlagen ... 55

6 Fallstudien Übertragungsnetz ... *58*
6.1 Unterstützung einer Schwarzstarteinheit durch einen Windpark, Anfahren Kraftwerk, Bereitstellung von Wirkleistung und Frequenzstützung ... 58
6.2 Unterstützung von Windparks im Verteilnetz für den Netzwiederaufbau aus dem Übertragungsnetz, Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung ... 60
6.3 HGÜ-Systeme ... 62

7 Virtuelle Kraftwerke ... *67*
7.1 Resiliente virtuelle Kraftwerke ... 67
7.2 Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus ... 69

8 Fallstudien Versorgungsinseln im Verteilnetz ... *71*

8.1 Schwarzstart eines Gaskraftwerks mittels eines in der Mittelspannung angeschlossenen Heizkraftwerks ... 71
8.2 Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel ... 74
8.3 Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz ... 76
8.4 Netzinsel im Mittelspannungsnetz, Biogas/ PV/ Batterie ... 78
8.5 Netzinsel Hochspannung, Lastknoten Sylt ... 81
8.6 Betrieb einer Niederspannungsnetzinsel mit Fokus auf der Interaktion von Netzersatzanlage und Wechselrichtern ... 87
8.7 Niederspannungs-Mikronetz mit Batterie ... 89

9 Technologieentwicklungen ... 93
9.1 Modelle ... 93
9.2 Schwarzstartfähige und schwarzstartunterstützende PV- und Speicheranlagen ... 105
9.3 Microgrid-Controller ... 108
9.4 HGÜ-Systeme und ihre Regelung ... 110
9.5 Netzschutz ... 112
9.6 Prüfverfahren ... 117
9.7 Bewertungsverfahren ... 120
9.8 Leitsystem ... 124
9.9 Trainingsumgebungen ... 126
9.10 Entwicklung Laborinfrastruktur ... 127

10 Standardisierung ... 132

11 Vernetzung ... 134

12 Überblick Projektorganisation ... 137

13 Veröffentlichungen und wissenschaftliche Arbeiten ... 139

14 Externe Referenzen ... 143

15 Anhang ... 144
Anhänge (zusammengestellt in separatem Dokument):

A Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP
B MODELLING OF VSC-HVDC and DYNAMIC STUDIES, Voltage Sourced Converter (VSC) – HVDC, Model for Network Restoration
C Detailanalyse „Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus“
D Netzschutzaspekte im Netzwiederaufbauprozess
E Trainingsumgebungen/ GridLab Trainingszentrum
F Tabellarische Auswertung der Messungen zum Lastverhalten Biogas-BHKW im Inselnetzbetrieb
G Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel – Ausführliche Darstellung
H Bewertungsverfahren Inselnetzbildung im Verteilnetz – Automatisierte Netzanalyse

Edition Abschlussbericht	Wolfram Heckmann, Holger Becker, Christian Hachmann
Autoren	Akbulut, Alev Brandl, Ron Fischbach, Kai Hardt, Christian Hof, Malte Klingmann, Alexander Lohmeier, Daniel Nölle, Christoph Paschedag, Tina Shan, Weiwei Valov, Maria Wunderlich, Manuela Becker, Holger Bülo, Thorsten Görig, Benedikt Hau, Daniel Jaworski, Michael Lafferte, Darío Mahr, Florian Nuschke, Maria Rittger, Christian Spanel, Udo Wecker, Matthias Bernhart, Alexander Fetzer, Dirk Hachmann, Christian Heckmann, Wolfram Klinger, Steffen Lammert, Gustav Liebehentze, Sven Müller-Mienack, Matthias Pabon, Luis Schäfer, Nils Welck, Friedrich
Projektkoordination und Kontakt	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze Königstor 59, 34119 Kassel www.iee.fraunhofer.de W. Heckmann, wolfram.heckmann@iee.fraunhofer.de
Projektkonsortium und Projektbearbeitung	
50Hertz Transmission GmbH	A. Pavic
Amprion GmbH	J. Jacobs
Avacon Netz GmbH	T. Henning, A. Krischker
DERlab e.V.	M. Calin, J. Hubert, A. Khavari, F. Niedermeyer, M. Wunderlich
DREWAG NETZ GmbH	B. Görig, St. Klinger
DUtrain GmbH	U. Spanel, A. Bernhart
ENERCON	H. Emanuel, J. Brombach
EnergieNetz Mitte GmbH	E. Liebelt, G. Vaupel
Energiequelle GmbH	N. Netzel, A. Pasemann
Fraunhofer IEE	A. Akbulut, G. Arnold, H. Becker, R. Brandl, M. Braun, J. Dasenbrock, Th. Degner, D. Hau, W. Heckmann, M. Hof, S. Liebehentze, D. Lohmeier, Ch. Ma, D. Mende, Chr. Nölle, M. Nuschke, J.A. Montoya Perez, L. Pabon, N. Schäfer, M. Shan, W. Shan, M. Valov, M. Wecker, F. Welck
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)	M. Jaworski, J. Jäger, F. Mahr
GridLab GmbH	M. Müller-Mienack
MITNETZ STROM GmbH	F.-U. Gutscher
ÖKOBIT GmbH	C. Spurk
PSI AG	C. Rittger
Schleswig-Holstein Netz AG	L. Hamann, M. Dau
SMA Solar Technology AG	T. Bülo, O. Führer, C. Hardt
TenneT TSO GmbH	H. Woiton
TransnetBW GmbH	H. Langen
Universität Kassel	M. Braun, D. Fetzer, C. Hachmann, D. Lafferte, G. Lammert, G. Banerjee, T. Paschedag

Abkürzungsverzeichnis

BEIB	**Blockeigenbedarfsinselbetrieb**
CLPU	Cold-Load-Pick-Up (Lastverhalten eines Netzabschnittes bei Zuschaltung nach längerem Versorgungsausfall)
CS	Konverterstation
CSI	Current Source Inverter (stromeinprägender Wechselrichter)
DEA	Dezentrale Energie Erzeugungsanlage
DER	Distributed Energy Resources
DSL	DIgSILENT-Simulationssprache
DTS	Dispatcher-Trainingssimulator
DZE	Dezentrales Erzeugungselement
EE	Erneuerbare Energie
EEA	Erneuerbare-Energie-Anlage
FCR	Frequency Containment Reserve (früher: Primärregelleistung)
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
CS	converter station, Konverterstation
CSI	Current Source Inverter (hier: stromeinprägende Regelung))
MGC	Micro-Grid-Controller
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NAR	Netzanschlussrichtlinie
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
NEA	Netzersatzanlage
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NWA	Netzwiederaufbau
OfWP	Off-shore Windpark
PRL	Primärregelleistung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOC	State of Charge
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SSE	Schwarzstarteinheit
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VK	Virtuelles Kraftwerk
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter (selbstgeführter Umrichter, kann je nach Regelung für das Netz strom- oder spannungsprägend sein, hier in Abgrenzung zur LCC-Technologie bei HGÜ)
VSI	Voltage Source Inverter (hier: spannungseinprägende Regelung, Netzbildner)
VSM	Virtuelle Synchronmaschine
WEA	Windenergie-Anlage
WP	Windpark

1 Einleitung

Autoren: Holger Becker, Denis Mende, Wolfram Heckmann

Der vorliegende öffentliche Abschlussbericht ist eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse des Forschungsvorhabens NETZ:KRAFT.

Nach einer Einführung in die Thematik und einer Kurzdarstellung der Ergebnisse werden die Demonstrationsvorhaben und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen und Empfehlungen dargestellt. Danach werden die Fallstudien und Entwicklungen von Technologien und Verfahren beschrieben. Der Aufbau des Berichtes folgt so dem Weg vom Überblick in die Details, die dann mit dem Verweis auf spezifische Veröffentlichungen noch vertieft werden können.

Die jeweiligen Abschnitte sind einzelnen Autoren zugeordnet und bei den Demonstrationsvorhaben und Fallstudien wurden außerdem die hauptbeteiligten Projektpartner genannt. Fragestellungen, Fallstudien und Demonstrationsvorhaben wurden im Projektkonsortium vorgestellt und diskutiert, so dass die Sichtweisen aller Projektpartner in die Ergebnisse eingeflossen sind. Die Bandbreite von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Herstellern, Dienstleistungsunternehmen und Forschungseinrichtungen/ Universitäten waren dabei eine Herausforderung und die große Chance für die Relevanz der Ergebnisse.

1.1 Der Netzwiederaufbau-Prozess

Die Netzbetreiber (ÜNB und VNB) sind gemäß EnWG verpflichtet, mit ihrem Netz zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem und so zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen. Sie tragen dafür die Verantwortung. Zusätzlich haben ÜNB für ihre Regelzone sicherzustellen, dass in kritischen Situationen Maßnahmen zur Verhinderung von Netzzusammenbrüchen getroffen werden, wie z.B. automatisches Abschalten von Lasten als Letztmaßnahme bei Unterfrequenz. Diese und weitere Maßnahmen halten die ÜNB europaweit vor.

Sollte es trotz dieser Vorkehrungen zu einem Zusammenbruch des elektrischen Verbundnetzes kommen, so hat unabhängig von der Ursache die Wiederherstellung des Normalzustands koordiniert zwischen den beteiligten Partnern zu erfolgen. Dieses geschieht nach Regelzonen orientiert unter der Verantwortung des entsprechenden ÜNB. Er übernimmt die Koordination mit den Nachbar-ÜNB, den unterlagerten Verteilnetzbetreibern (VNB) und den Betreibern von Erzeugungsanlagen innerhalb seiner Regelzone.

Es bleibt festzuhalten, dass in einem komplexen System wie dem elektrischen Verbundnetz trotz eines hohen Sicherheitsstandes ein teilweiser oder vollständiger Ausfall nicht vollständig ausgeschlossen werden kann. Daraus resultiert die Notwendigkeit von Konzepten für die Wiederherstellung des Normalzustandes nach einer Störung. Da Art, Umfang und Auswirkungen von Großstörungen im Detail nicht vorhersehbar sind, beschreiben diese Konzepte die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für das gemeinsame Handeln der beteiligten Stellen. Üblicherweise werden folgende Fälle unterschieden:

1) *Regionale Spannungslosigkeit* (vom Ausmaß deutlich kleiner als eine Regelzone)
   - ÜN im Wesentlichen nicht betroffen
   - Kein Leistungsungleichgewicht im ÜN (Frequenz zwischen 49,8 und 50,2 Hz)
2) *Teilnetzbildung*

- Übertragungsnetz ist in Netzinseln zerfallen, die z.B. nach automatischem Unterfrequenz-Lastabwurf stabilisiert wurden

3) *Blackout mit anstehender ENTSO-E Spannung*
   - Überregionale Spannungslosigkeit
   - Intakte(s) Nachbarnetz(e) vorhanden: Spannungs- und Leistungsvorgabe möglich
4) *Blackout mit Wiederaufbau aus eigener Kraft*
   - Überregionale Spannungslosigkeit
   - Kein(e) leistungsfähige(s) Nachbarnetz(e) vorhanden, Netzwiederaufbau nur aus eigener Kraft möglich

Im Projekt NETZ:KRAFT wurde im Allgemeinen von Fall 4 „Blackout mit Wiederaufbau aus eigener Kraft“ ausgegangen. Einen Sonderfall bilden Untersuchungen zur Unterstützung des Netzwiederaufbaus aus asynchronen Netzen mit HGÜ-Systemen.

Das Ziel des Netzwiederaufbaus nach einer Großstörung (Blackout) ist die schnellstmögliche und sichere Wiederversorgung aller betroffenen Abnehmer/ Verbraucher. Ist dieses Ziel erreicht, wird das Versorgungssystem in den aus technischer Sicht ungestörten Zustand überführt, so dass im Anschluss der ‚normale‘ Netz- und Systembetrieb aufgenommen werden kann. Bei einer Großstörung drohen Gefahren in allen Bereichen der modernen Gesellschaft, die insbesondere Sicherheit, Gesundheit und Wirtschaft umfassen. Der volkswirtschaftliche Schaden eines Störfalls wächst exponentiell über den Zeitraum vom Störungseintritt über den NWA bis zur Wiederaufnahme des ‚normalen‘ Netz- und Systembetriebs. Gerade in hochtechnisierten Industrieländern erreicht der Schaden in kurzer Zeit immense Höhen ([22] Seite 59ff.).

Der Wiederaufbau des elektrischen Versorgungsnetzes stellt für die Netzbetreiber herausfordernde technische und organisatorische Aufgaben dar. Nach Eintritt der Großstörung herrscht zunächst Unkenntnis über den gegenwärtigen Zustand des Netzes sowie der Erzeugungs- und der Lastsituation. Tritt die Großstörung aufgrund von Naturereignissen auf, oftmals verbunden mit Zerstörungen der Infrastruktur, sind zusätzlich logistische Herausforderungen hinsichtlich Ersatzbeschaffung und Montagepersonal zu meistern.

Die Netzbetreiber müssen sich in der Orientierungsphase zunächst einen Überblick über die Lage verschaffen, um im Anschluss eine Strategie für den zu erfolgenden Netzwiederaufbau festzulegen. Dabei folgt die Strategie grundsätzlich den technischen Möglichkeiten, die zu diesem Zeitpunkt vorherrschen und erfordert einen sukzessiven Aufbau des Netzes einschließlich der koordinierten Bereitstellung von Erzeugungsleistung und Zuschaltung von Lasten bis zur Vollversorgung aller betroffenen Abnehmer.

Im Rahmen der Durchführung des NWA kommt es zu einer permanenten Überprüfung und taktischen Anpassung der anfänglich gewählten Strategie, um den sich ständig wandelnden Randbedingungen während des NWA gerecht zu werden. Die Durchführung erfolgt soweit technisch möglich von zentralen Leitstellen.

Im Gegensatz zu dem gewohnten ‚normalen‘ Netz- und Systembetrieb, der durch eine Vielzahl von Planungsprozessen gekennzeichnet ist, sind nun alle Entscheidungen und die daraus resultierenden auszuführenden Handlungen ad hoc zu treffen. Dies erfordert einen intensiven Daten- und Informationsaustausch sowohl vor wie auch während des Netzwiederaufbaus zwischen den involvierten Leitstellen der Netzbetreiber über alle Spannungsebenen und den Leitstellen der betroffenen Erzeugungsbetreiber, ungeachtet der Größenordnung der Erzeugungsleistung. Auch ist beispielsweise zu klären, ob sich nach Störungseintritt kleine Netzinseln gebildet haben oder auch im Zuge des Netzwiederaufbaus entstehen, die nun lokal die

Versorgung aufrechterhalten. Liegt diese Information nicht vor, kommt es im Verlauf des Netzwiederaufbaus unweigerlich zu der Situation, dass Netzinseln unbewusst zusammengeschaltet werden. Dies kann zum Zusammenbruch einer der Netzinseln bis hin zum Zusammenbruch des gesamten bis dahin aufgebauten Netzes und unter Umständen zur Zerstörung von Betriebsmitteln führen, so dass eine Wiederversorgung der betroffenen Netzinsel erst nach Instandsetzung bzw. Austausch der betroffenen Betriebsmittel möglich ist. Diese Gefahr besteht insbesondere für den Aufbau des gesamten Netzes mit dezentralen Netzinseln aus der Hoch-, Mittel- und Niederspannung heraus, sofern keine geeigneten Parallelschalteinrichtungen vorhanden sind. Ggf. ist bei der Kopplung zweier Netzinseln gezielt die kleinere Insel zunächst wieder spannungslos zu schalten, um den gesamten, großflächigen Netzwiederaufbau zu ermöglichen.

Die technischen Herausforderungen im Netzwiederaufbau liegen in der Frequenzhaltung sowie der Spannungshaltung. Sowohl die Frequenzwerte wie auch die Spannungswerte müssen in den zulässigen Bändern liegen, anderenfalls führen Schutzauslösungen zum Verlust oder Teilverlust des bis dahin aufgebauten Netzes.

Um das Ziel der schnellstmöglichen und sicheren Wiederversorgung zu erreichen und somit den volkswirtschaftlichen Schaden zu begrenzen, muss stets die Handlungsfähigkeit der Netz- und auch Erzeugungsbetreiber gewährleistet werden. Dabei sind die folgenden Einflussfaktoren zu beachten:

- die dynamische Bereitstellung gesicherter elektrischer Wirk- und Blindleistung durch die Erzeuger, bestimmt durch die technische Möglichkeit dezidierter Sollwertvorgaben,
- die Größenordnung der zulässigen Lastzuschaltung durch eine Schalthandlung, bestimmt durch die durch Erzeugereinheiten dem Netz bereitgestellte Schwungmasse,
- die Vorhaltung von Regelleistung, inkl. Reserveleistung, (Wirk- und Blindleistung) durch die Erzeuger zur automatischen Ausregelung von Frequenz- und Spannungsabweichungen, bestimmt durch die technische Regelung mittels P(f)-Statik und Q(U)-Statik,
- die Anzahl der im Netz vorzunehmenden Schalthandlungen, bestimmt durch netzspezifische, technische und topologische Charakteristika (z.B. Kabel-, Freileitungsnetz, radiale oder vermaschte Betriebsweise, etc.),
- die technischen Möglichkeiten der Ausführung von Handlungen in einer Leitstelle, bestimmt durch die Beobachtbarkeit des Netzes sowie die Fernsteuerbarkeit der Betriebsmittel und Erzeugungsanlagen.

Voraussetzungen für die sichere Wiederversorgung:

- schwarzfallsicherer Erhalt der Handlungsfähigkeit, unter Anderem bestimmt durch die Eigenbedarfsversorgung von Anlagen und Betriebsmitteln,
- koordinierte Zusammenarbeit aller betroffenen Netz- und Erzeugerleitstellen, unter Anderem bestimmt durch die Kommunikationsmöglichkeiten
- Steuerbarkeit (relevanter) unbemannter Erzeugungsanlagen vor Beginn des Einspeisebetriebes.

Die Verantwortung für den Netzwiederaufbau und somit auch die Organisation liegt grundsätzlich beim Netzbetreiber für sein Verantwortungsgebiet. Für die koordinierte Zusammenarbeit müssen Anlagenbetreiber/ Erzeugungsanlagen den Anweisungen des Netzbetreibers folgen, sofern dieses technisch möglich ist.

Im Falle einer Großstörung liegt die koordinierende Verantwortung überregional beim ÜNB. ÜNB sind verpflichtet, Netzwiederaufbaupläne vorzuhalten, diese regelmäßig auf Aktualität und Funktion zu prüfen und mit den angeschlossenen Netz- sowie den relevanten Anlagenbetreibern abzustimmen.

Der NWA beginnt mit Erzeugern, welche die notwendige Regelfähigkeit haben, aus der Leitstelle der Netzbetreiber eingesetzt werden können und somit die technischen Voraussetzungen für die schnellstmögliche Wiederversorgung erfüllen, das sind heute die konventionellen Kraftwerke. Der Einsatz von erneuerbaren Energien, überwiegend Windkraft- und PV-Anlagen, erfolgt im weiteren Verlauf des NWA in Abhängigkeit der hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellten verfügbaren Regelleistungen. Während die Erzeugung elektrischer Wirkleistung bei konventionellen Kraftwerken über die Zufuhr der Primärenergieträger geregelt wird, folgt die Erzeugung elektrischer Wirkleistung bei Windkraft- und PV-Anlagen dem ungeregelten und zum Teil stark fluktuierenden Primärenergieangebot. Dieses für den Normalbetrieb des Netzes entwickelte Anlagenverhalten erfordert Regelleistung zum Ausgleich der Systembilanz. Im NWA kann die Regelleistung, die zum Ausgleich der Systembilanz aufgebracht werden muss, nicht für die Lastaufnahme verwendet werden.

Der stetige Ausbau von Erneuerbaren-Energie-Anlagen (EEA) und ihr damit einhergehender Einsatz führen zur Verdrängung konventioneller Erzeugung. Im Fall einer Großstörung kann davon ausgegangen werden, dass für den anschließenden Netzwiederaufbau diejenigen konventionellen Kraftwerke zur Verfügung stehen, die vor Störungseintritt im Systembetrieb eingesetzt waren, zuzüglich weniger schwarzstartfähiger Kraftwerke. Während konventionelle Kraftwerke im NWA Regelleistung zur Verfügung stellen, ist das heute bei EEA nicht der Fall. Durch die Verdrängung konventioneller Kraftwerke sinkt somit die für die Lastaufnahme verfügbare Regelleistung und kann gegenüber einem NWA ausschließlich mit konventionellen Erzeugern die Wiederversorgung zeitlich in die Höhe treiben.

Der überwiegende Anteil von EEA ist über Umrichter an das Versorgungsnetz angeschlossen. Der Vorteil ist die Entkopplung der Anlagenprozesse von der Systemfrequenz und der Spannung am Anschlusspunkt. Stehen beide Größen im zulässigen Wertebereich am Anschlusspunkt an, kann die Anlage ihren Betrieb aufnehmen. Der Nachteil der Systementkopplung liegt darin, dass die EEA im Gegensatz zu konventionellen direkt angeschlossenen Erzeugern derzeit nicht inhärent zur frequenzstützenden Schwungmasse beitragen. Als Folge kann mit fortschreitendem NWA trotz zunehmender verfügbarer Wirkleistung die Größenordnung der Lastaufnahme pro Schalthandlung nicht erhöht werden. Dies führt zu einem erhöhten Schaltaufwand in den Netzen zur Vorbereitung der Lastaufnahme und dem anschließenden NWA. Dadurch erhöht sich der Zeitbedarf für die Wiederversorgung zum Teil drastisch. Last wird in Schritten von ca. 5% der rotierenden Leistung aufgenommen. Kann aufgrund geringer Schwungmasse die Lastaufnahme nur in kleinen Größenordnungen erfolgen (wenige MW), so sind in der Mittelspannungsebene je Umspannanlage viele Abgänge vor der Versorgung auszuschalten und für die Versorgung einzeln zuzuschalten. Können hingegen Lastaufnahmen in der Größenordnung einiger 10 MW durchgeführt werden und die Wiederversorgung aus dem Hochspannungsnetz erfolgen, so sind in der Mittelspannung i.d.R. keine Schalthandlungen erforderlich. Die Wiederversorgung der Mittelspannung erfolgt dann gleichzeitig mit der Zuschaltung der Transformatoren aus der Hochspannungsebene. Erschwerend kommt hinzu, dass viele Mittelspannungsanlagen heute nicht über die notwendige Fernwirktechnik verfügen und somit nicht zentral von der Netzleitstelle bedient werden können. Zur Durchführung der Aufgaben muss in diesen Fällen Personal vor Ort entsendet werden.

1.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau im Verbundnetz

Im Gegensatz zu Kraftwerken mit Anschluss an das ÜN, die dem ÜNB im Blackout-Fall Statusmeldungen übermitteln können (ausfallsichere Kommunikation ist bei Großkraftwerken gewährleistet) und die vom Anschlussnetzbetreiber entsprechend der Situation per Anweisung eingesetzt werden, dürfen dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) sich mit Spannungswiederkehr automatisch auf das Netz schalten, sobald die Netzparameter innerhalb der Zuschaltgrenzen liegen[1]. Für einen durch den Netzbetreiber geplanten und entsprechend aktiven Einsatz von DEA ist eine Ansteuerbarkeit der Anlagen notwendig, die durch die aktuelle Kommunikations-Infrastruktur heute nicht flächendeckend sichergestellt ist.

Das elektrische Verhalten von DEA bestimmt sich – auch beim NWA – neben der Verfügbarkeit von Primärenergie hauptsächlich durch die Anforderungen, die in den zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Netzanschlussregeln (NAR) formuliert sind. Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Auswirkungen von DEA auf den NWA-Vorgang beschrieben.

1.2.1 Auswirkungen von dezentralen Erzeugungsanlagen auf den Netzwiederaufbauvorgang

1.2.1.1 Schwarzstartfähigkeit

DEA sind gemäß aktuellen Anforderungen nicht schwarzstartfähig. Somit können sie keine Netzinsel eröffnen und benötigen ein unter Spannung stehendes Netz, mit dem sie sich verbinden können. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, sowohl DEA mit Umrichtern (i.d.R. Wind- und PV-Anlagen) als auch Biogasanlagen mit den notwendigen Anlagenerweiterungen auszurüsten und als Schwarzstarteinheiten (SSE) auszuführen. Weiterhin bestehen netztechnische Randbedingungen (z.B. Stellbereich für Wirk- und Blindleistung), die zur Durchführung des vom Netzbetreiber konzipierten Schwarzstarts erforderlich sind. Nur wenn beide Anforderungsaspekte erfüllt sind, ist eine Anlage für den Schwarzstart einsetzbar. Ob und wie bestehende DEA mit Schwarzstartfunktionalitäten nachgerüstet werden können ist im Einzelfall zu prüfen.

1.2.1.2 Leistungssteigerung nach Wiederzuschaltung

Nach erfolgter Zuschaltung erhöhen DEA die Einspeiseleistung mit einem Gradienten von nicht mehr als 10 % der Nennleistung pro Minute. Dies gilt für neue und nachgerüstete Anlagen. Jedoch können bei älteren Anlagen größere Leistungsgradienten auftreten[2]. Dieser schnelle Leistungsanstieg muss durch Reduzierung der Einspeiseleistung der mit dem Netz verbundenen regelfähigen Kraftwerke ausgeglichen werden. Erfolgt der Leistungsanstieg schneller als die mögliche Leistungsreduzierung, so steigt die Frequenz und es droht eine Netztrennung der Altanlagen bei einem Wert von 50,2 Hz. Auf welchen Werten die Frequenz ggf. ansteigt und ob sich beim Überschreiten von 50,2 Hz durch die Netztrennung von Altanlagen eine kritische Situation ergibt, hängt von der Größe und dem möglichem Gradienten der verfügbaren Regelleistung, der Nennleistung der neuen bzw. nachgerüsteten DEA und der Nennleistung nicht nachgerüsteten Altanlagen ab.

---

1 Für neueste DEA im Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz ist gem. neuesten NAR (VDE 4110, VDE 4120 und VDE 4230) die Freigabe durch den NB notwendig, für das detaillierte Anlagenverhalten in Abhängigkeit der jeweils gültigen NAR siehe Abschnitt „Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA“, S. 24.

2 Für das detaillierte Anlagenverhalten in Abhängigkeit der jeweils gültigen NAR siehe Abschnitt „Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA“, S. 24.

1.2.1.3 Fluktuierende Einspeisung

Sofern die Einspeiseleistung von DEA nicht durch externe Vorgabe (z. B. durch Erzeugungsmanagement vom Netzbetreiber (NB)) begrenzt wird, folgt die Einspeiseleistung dem Angebot der Primärenergie. Die sich ergebende fluktuierende Einspeiseleistung stellt neben Änderungen der Last eine weitere Störgröße für die beim NWA verhältnismäßig fragile Netzfrequenz dar. Um Grenzwertverletzungen und damit Last- oder Erzeugungsabwurf zu vermeiden, muss zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeiseleistung ausreichend Regelleistung eingeplant werden, wodurch die für den Ausgleich von Lastzuschaltungen und Lastschwankungen zur Verfügung stehende Regelleistung reduziert wird.

Darüber hinaus wird das Herbeiführen der Frequenzruhe (das operative Vermeiden von Änderungen der Frequenzen in den Netzinseln), die für die Synchronisierung zweier Netzinseln notwendig ist, erschwert. Dadurch kann der Vorgang des Wiederaufbaus verzögert werden.

1.2.1.4 Reduktion der Residuallast durch Zuschalten von dezentralen Erzeugungsanlagen

Mit dem Zuschalten unterlagerter Netze bzw. Netzgebiete mit Endkunden an das ÜN wird dieses zunächst belastet. Die in den zugeschalteten Netzen befindlichen DEA verbinden sich mit Spannungswiederkehr automatisch mit dem Netz. Sofern deren Einspeiseleistung nicht vorher über Fernwirktechnik auf einen Wert unterhalb der verfügbaren Leistung begrenzt wurde, erhöhen sie die Einspeiseleistung bis auf den durch die vorhandene Primärleistung möglichen Wert. Falls die Einspeiseleistung die Last übersteigt, fließt dieser Anteil in das ÜN.

Die in der frühen Phase des NWA für die Stabilisierung von Kraftwerken benötigte Lastaufnahme wird dadurch erschwert und die Zuschaltung weiterer Netzgebiete wird zur Erhöhung der Lasten benötigt, wodurch sich der NWA insgesamt verlangsamt. Kommt es gar zu einer unzulässigen Entlastung von Kraftwerken und in deren Folge zur Netztrennung, würde das den NWA-Vorgang signifikant zurückwerfen und es kann ein erneuter Ausfall des Systems bedeuten. Um den Einfluss von DEA auf den Vorgang zu reduzieren, wird deren Einspeiseleistung aktuell auf einen möglichst kleinen Wert begrenzt.

In späteren Phasen des NWA kann Einspeiseleistung, die aus Netzgebieten in das ÜN fließt, bei der Deckung des Lastbedarfs in anderen Netzgebieten genutzt werden.

1.2.1.5 Kein Beitrag zur Frequenzstützung beim Zuschalten von Lasten

Bei Lastaufnahme mit anschließendem Frequenzeinbruch stellen konventionellen Kraftwerke mit Synchronmaschinen durch spontanes Ausspeichern von mechanischer Energie (Schwungmasse der rotierenden Teile) und durch frequenzstützende Leistungsregelung (P(f)-Statik) zusätzliche Einspeiseleistung bereit, wobei die Schwungmasse den Anfangsgradienten und die P(f)-Statik das Einschwingverhalten des Frequenzverlaufs bestimmt. Dagegen stellen DEA gemäß den Netzanschlussregeln aktuell beim Zuschalten von Lasten keine zusätzliche Einspeiseleistung bereit. DEA stellen also im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keinen Vorteil hinsichtlich der Größe möglicher zuschaltbarer Lasten dar und tragen damit nicht zu einer wesentlichen Beschleunigung und Vereinfachung der Wiederversorgung bei. Es besteht sogar die Gefahr, dass sich durch die Einspeiseleistung von DEA die mögliche Zuschaltung von konventionellen Kraftwerken verzögert. Der dann fehlende frequenzstabilisierende Beitrag führt ebenfalls zu einer Verlangsamung des Wiederaufbauvorgangs.

Sofern DEA nach neuesten NAR ([7] - [10] ab 2017, HS ab 2015) Reserveleistung vorhalten (z. B. bei Aktivierung des Einspeisemanagements durch den NB), erhöhen sie unterhalb von 49,8 Hz die Einspeiseleistung und tragen dann zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei.

DEA sind prinzipiell in der Lage, durch schnelle Primärregelung und virtuelle Trägheit beim Zuschalten von Lasten die Frequenz zu stützen, was aktuell mangels entsprechender Anforderungen jedoch in den Anlagen nicht umgesetzt wird.

Um die genannten Funktionalitäten auf Anlagenebene zur Anwendung zu bringen, müssen auf Regulierungsseite die entsprechenden Voraussetzungen geschaffen und technische Anforderungen formuliert werden.

1.2.1.6 Verhalten bei Überfrequenz

Bei älteren PV- und Windenergieanlagen, welche nicht im Rahmen der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) umgerüstet wurden[3], liegt der Auslösewert des Überfrequenzschutzes bei 50,2 Hz. Neuere Anlagen hingegen trennen sich bei dieser Frequenz nicht vom Netz, sondern halten die Einspeiseleistung konstant ($P_{momentan}$), reduzieren bei weiterem Frequenzanstieg die Einspeiseleistung mit 40 %$P_{momentan}$/Hz und trennen sich erst bei 51,5 Hz vom Netz. Durch die Änderung der Anforderung und die Pflicht zur Nachrüstung wurde das kritische Verhalten von DEA bei Überfrequenz deutlich entschärft. Die Netztrennung bei 51,5 Hz führt weiterhin zu einem spontanen Ausfall von Erzeugungsleistung und stellt damit ein Risiko für den NWA-Vorgang dar, was jedoch deutlich geringer ist als das Risiko bei einer Netztrennung bei 50,2 Hz.

Für die Anteile der Alt- und Neuanlagen siehe Unterkap. ⇨„Verteilung der Anlagen im Netz“, Abbildung 4.

1.2.1.7 Synchronisation von Netzinseln

Aus Gründen der Systemstabilität sind Netzinseln in geeigneter Weise miteinander zu synchronisieren (ein Parallelschaltgerät muss an den entsprechenden Stellen vorhanden sein und ein Synchronisierungsplan muss existieren) und möglichst schnell zu erweitern. DEA mit fluktuierender Einspeiseleistung tragen nicht zur Stabilisierung von Netzinseln bei und erschweren die Synchronisation (Stichwort Frequenzruhe), weshalb ein Betrieb mit konstanter Einspeiseleistung (Wirkleistungssollwert durch den NB) anzustreben ist.

1.2.1.8 Systemaufbau - Mögliche Unterstützung durch DEA

Prinzipiell können DEA heute schon zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung beim NWA herangezogen werden. Der Einsatz einzelner Anlagen und Parks hängt von der Möglichkeit der Fernsteuerung ab. Die Fernsteuerung liegt beim Anlagenbetreiber, kann aber für eine effiziente Durchführung des NWA über eine Sollwertvorgabe hinaus auf den NB übertragen werden. Ein Großteil der DEA in Deutschland sind im Verteilnetz angeschlossen, weshalb der Einsatz im Verantwortungsbereich des VNB liegt. Die entsprechenden Einsatzmöglichkeiten sind zwischen VNB und ÜNB abzustimmen.

Beim Betrieb mit konstanter Einspeisung von Wirkleistung durch DEA wird im Gegensatz zum Betrieb mit fluktuierender Einspeisung keine Regelleistung zum Ausgleich von Schwankungen benötigt. Um dieses zu ermöglichen, muss neben der Ansteuerbarkeit der Anlagen durch den NB für den Planungszeitraum die wetterbedingt verfügbare Einspeiseleistung bekannt sein. Dann kann innerhalb der prognostizierten gesicherten Leistungswerte per Sollwertvorgabe durch den NB eine konstante Einspeiseleistung abgerufen werden. Ebenso können DEA durch Blindleistungseinspeisung zur Spannungshaltung im Netz beitragen.

Anlagenseitig besteht heute schon die Anforderung, Wirkleistungssollwerte entgegenzunehmen und anfahren zu können. Weitere notwendige Voraussetzung für einen planmäßigen Beitrag zum NWA ist die zeitna-

3 Ältere NAR fordern eine Frequenzschutzauslösung bei 50,2 Hz. Durch die SysStabV erfolgte eine Anforderung zur Erhöhung der des Auslösewertes auf 51,5 Hz und eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion ab 50,2 Hz, für Details siehe Abschnitt „Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA“, S. 24.

he Einspeisebereitschaft nach Spannungswiederkehr. Als nennenswerten Vorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken benötigen DEA i.d.R. nur eine geringe Anfahrleistung und eine kurze Zeit zum Erreichen der Einspeisebereitschaft.

Zur Einbindung in den NWA eignen sich DEA, die eine direkte Ansteuermöglichkeit durch den NB haben und weitgehend unabhängig von Lasten unter Spannung gesetzt und zugeschaltet werden können (Einspeisenetze), das ist heute i.d.R. bei Anschluss an das ÜN oder an das Hochspannungsnetz gegeben. Prinzipiell eignen sich dafür auch DEA in niedrigeren Spannungsebenen sofern die genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Da Anlagen in Mittelspannungsanschluss eine übliche Nennleistung im einstelligen MW-Bereich besitzen und damit vergleichsweise klein sind, müssen hier geeignete Aggregationsverfahren entwickelt werden, die den Koordinierungsaufwand reduzieren.

Durch die Erhöhung der Einspeiseleistung von Altanlagen ohne Gradientenbegrenzung kann es zu einem Frequenzanstieg über 50,2 Hz kommen (s.o.), was zum erneuten Abschalten dieser Anlagen führt. Die darauffolgende automatische Wiederzuschaltung dieser Anlagen führt zu einem periodisch auftretenden Effekt, den es zu verhindern gilt. Aus diesem Grund sollte die Zuschaltung von Teilnetzen mit einem nennenswerten Anteil von nicht nachgerüsteten Altanlagen, sofern deren Einspeiseleistung nicht durch den NB auf einen unkritischen Wert begrenzt oder durch entsprechende Lastzuschaltung kompensiert werden kann, erst zu einer späteren Phase des NWA erfolgen (PV-Altanlagen am Netz sollten nicht mehr als 2% der synchronisierten Kraftwerksleistung betragen). Siehe hierzu auch Kapitel ⇨„Zuschalten eines Teilnetzes“ auf S. 28ff.

Eine Möglichkeit, das ungewünschte Verhalten von ungesteuerter DEA und Altanlagen abzufedern, kann die Bilanzierung von steuerbaren und ungesteuerten DEA in einem Verteilnetzabschnitt darstellen. Das wurde im Projekt in der Fallstudie „Verteilnetz-Bilanz-Regler“ untersucht, siehe Kapitel ⇨„Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz“.

1.2.2 Fazit

Aktuell installierte DEA erfüllen die Anforderung an Schwarzstartfähigkeit nicht, weshalb auf bestehende Schwarzstarteinheiten (SSE) heute nicht verzichtet werden kann. (Zur Entwicklung von Schwarzstartfähigkeit für DEA siehe Kap. ⇨„Labordemonstration Windnetz“, „Labor-Demonstration Batterienetz“ und „Schwarzstartfähige und schwarzstartunterstützende PV- und Speicheranlagen“).

Durch Anpassung der NAR und Nachrüstung von Altanlagen gibt es nur noch eine geringe Anzahl von DEA, welche sich bei 50,2 Hz vom Netz trennen. Das problematische Verhalten bei Überfrequenz (50,2 Hz-Problem) wurde damit auch beim NWA deutlich entschärft und besteht nur noch in Netzgebieten mit einem nennenswerten Anteil von nicht nachgerüsteten Anlagen.

Beim NWA sollten DEA soweit möglich mit konstanter und nicht mit fluktuierender Wirkleistung einspeisen. Dies kann mit Anlagen realisiert werden, die vom NB in ihrer Einspeiseleistung begrenzt werden können, sofern die Kommunikation nach Spannungswiederkehr rechtzeitig zur Verfügung steht. Ebenso muss dem NB dafür Informationen über die mögliche Einspeiseleistung der Anlagen vorliegen. Die damit verbundenen Prognosen sind in der benötigten Form aktuell nicht verfügbar und die Anforderungen an die dafür notwendige IKT-Infrastruktur sind nur in Teilen erfüllt.

Aktuell stützen EEA beim Zuschalten von Lasten nicht die Netzfrequenz, weshalb sich durch den Einsatz von EEA im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken die Höhe der mit einer Schalthandlung zuschaltbaren

Last (Lastscheibe) nicht vergrößert, und sich durch den Einsatz keine nennenswerte Beschleunigung des Wiederaufbauvorgangs ergibt.

DEA können im NWA gezielt zur Versorgung von Lasten eingesetzt werden, wenn dem NB die notwendigen Informationen (insbesondere Status und verfügbare Leistung der Anlage) bereitgestellt werden sowie die Ansteuerbarkeit ermöglicht wird. Technisch können DEA frequenzstabilisierende Funktionalitäten bereitstellen, hinsichtlich der Umsetzung besteht aktuell noch Entwicklungsbedarf.

1.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen in Versorgungsinseln des Verteilnetzes

Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die Fläche und auf alle Netzebenen ermöglicht prinzipiell den Aufbau von Versorgungsinseln unterschiedlicher Größe vom Niederspannungs- bis zum Hochspannungsnetz. Diese Versorgungsinseln können bei längerfristigen Fehlern in vorgelagerten Netzbereichen helfen, Ausfallzeiten zu verkürzen. Gleichzeitig erhöhen sie aber auch die Komplexität des NWA-Prozesses.

Viele der genannten Herausforderungen im Verhalten von DEA gelten auch in den Versorgungsinseln des Verteilnetzes. Insbesondere müssen eine netzbildende Erzeugungseinheit und ausreichend Reserveleistung für die Frequenz- und Spannungshaltung vorhanden sein. Auch die Fragen der Stabilität und des Netzschutzes spielen in Netzinseln mit überwiegender Erzeugung, die über Wechselrichter einspeist, eine wichtige Rolle.

1.4 NETZ:KRAFT – Ziele und Vorgehensweisen

Das Projekt NETZ:KRAFT hat als Ziel verfolgt, die Frage der Einbindung von EEA in den Netzwiederaufbau und die Wiederversorgung der Abnehmer zu beantworten. Die Ausgangslage sieht zukünftige Kraftwerksstrukturen und somit eine deutliche Tendenz zur dezentralen Erzeugung mit einem großen Anteil von EEA vor. Im Mittelpunkt des Projekts standen zwei zentrale Fragen:

- Ist es möglich, vorhandene Konzepte für die zukünftig zu erwartenden Kraftwerksstrukturen derart weiter zu entwickeln, so dass der Netzwiederaufbau auch zukünftig möglich ist?
- Ist es möglich, und wenn ja wie, dezentrale Anlagen aktiv für Versorgungsinseln zu nutzen und somit die Ausfallzeiten zu minimieren?

Zur Beantwortung dieser Fragen wurden Konzepte, Verfahren und Technologien entwickelt, mit denen EEA und intelligente Netzkomponenten zu aktiven Funktionsträgern beim Netzwiederaufbau werden können. Szenarien von Versorgungssituationen wurden in Fallstudien mit den dafür notwendigen Technologien und Verfahren konkretisiert. Technologische Entwicklungen aus den Anforderungen der Fallstudien wurden in Demonstratoren umgesetzt.

Generell gibt es in jeder Blackout-Situation verschiedene Aufbaupfade um wieder in den Normalbetrieb zu kommen, die aus einzelnen Schritten oder Bausteinen bestehen. Diese Bausteine werden aus Verfahren oder Technologien gebildet, die in den Fallstudien genauer untersucht wurden. Ziel dabei war es, neue Bausteine mit Berücksichtigung und aktiver Einbindung dezentraler und erneuerbarer Energien zu entwickeln.

Abbildung 3 Zusammensetzung von Aufbaupfaden aus Einzelschritten

1.4.1 Fragestellungen im Übertragungsnetz

Auf der Basis vorhandener Konzepte und Netzwiederaufbaupläne sowie der Untersuchung von vergangenen Großstörungen wurden Fallstudien entwickelt. Diese klären zunächst, welche technischen Funktionalitäten EEA erbringen müssen, um theoretisch in vorhandene Konzepte, insbesondere in Netzwiederaufbaupläne, integriert zu werden. Dies betrifft einerseits die Unterstützung von Wirkleistungslieferungen einschließlich der Bereitstellung von Schwungmasse und Reserveleistungen, wie auch Maßnahmen zur Spannungshaltung, insbesondere für das Übertragungsnetz und die Verteilnetze der Hochspannungsebene.

Fallstudien und Technologieentwicklungen wurden als Demonstratoren in Leitstellen-Trainingszentren und Laboren umgesetzt, von denen die wichtigsten nachfolgend aufgeführt sind:

- Demonstratoren für das Übertragungsnetz
  - Durchführung Netzwiederaufbau am Leitstellen Trainingssimulator
    - Szenario „Sonne“
    - Szenario „Wind“
- Fallstudien mit Schwerpunkt im Übertragungsnetz (Simulation)
  - Nutzung EEA im Netzwiederaufbau
    - Unterstützung einer Schwarzstarteinheit durch einen Windpark
    - Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung durch Windparks aus dem Verteilnetz
    - Verteilnetz-Bilanz-Regler, Ausregelung ungesteuerter EEA
  - Einsatz von HGÜ
    - Unterstützung des NWA aus asynchronen Netzen
    - Offshore-Windpark als Schwarzstarteinheit

Für die Verknüpfung und Validierung der Ergebnisse aus den Fallstudien mit den Erfordernissen des Netzbetriebs wurde ein Referenznetz mit typischen Netzstrukturen entwickelt (siehe Kap. ⇨„Referenznetz Betriebsführung“), das sowohl für die Trainingsumgebung wie auch mit reduzierten Netzstrukturen für die dynamischen Simulationsrechnungen der Fallstudien verwendet wurde. Die Demonstrationsvorhaben wurden auf Trainingssimulatoren durchgeführt, die nun ihrerseits aus Sicht der Leitstellen einschließlich ihrer Zuständigkeit, der Beobachtbarkeit und den Steuermöglichkeiten den Netzwiederaufbau betriebsrealistisch darstellen. Der Erzeugungsmix folgt den im Projekt entwickelten Zukunftsszenarien und besteht aus konventionellen Kraftwerken (u.a. thermische Gas- und Dampfkraftwerke, Pumpspeicherwerke) sowie über

Umrichter angeschlossene Windparks und PV-Anlagen. Die verwendeten Szenarien reichen von einer konventionell dominierten bis zu einer EEA dominierten Erzeugungssituation.

1.4.2 Fragestellungen für Versorgungsinseln im Verteilnetz

Der Motivation der Fragestellung hinsichtlich der aktiven Nutzung dezentraler Anlagen für Versorgungsinseln liegt die Annahme zugrunde, dass dezentrale Versorgungsinseln gerade bei langanhaltenden Ausfällen von vorgelagerten Netzen (viele Stunden) lokale Versorgungsbereiche schaffen, die autark betrieben werden können und so die Dauer der Nicht-Versorgung verkürzen. Die im Projekt durchgeführten Arbeiten untersuchen Technologien und Verfahren für den Schwarzstart mittels Netzersatzanlage, die Inselbetriebsfähigkeit einschließlich der Regelung der Erzeugung, sowie in Ansätzen für kleine Netzinseln (einige 100 kW) mit möglichst automatischer Wirkleistungsbilanz- und Spannungshaltung mittels Microgrid-Controller. Exemplarische Fallstudien und Labordemonstrationen zeigen die prinzipielle Ausführbarkeit eines Schwarzstarts, der Leistungssteuerung mittels Batteriespeichern und die Lastversorgung für einen dezidierten Netzausschnitt im Bereich weniger 10 kW bis wenige 10 MW.

- Demonstratoren für das Verteilnetz
  - Durchführung Netzwiederaufbau am Leitstellen-Trainingssimulator
    - Netzinsel Großstadt
  - Labordemonstratoren
    - Windinsel (Hardware-in-the-Loop)
    - Landwirtschaftliches Arealnetz, Parallelbetrieb von Biogas-BHKW in einer Netzinsel
    - Aufbau eines Mittelspannungs-Mikronetzes mit zwei Batteriespeichern
- Fallstudien mit Schwerpunkt Verteilnetz (Simulation)
  - Nutzung EEA in Versorgungsinseln im Verteilnetz
    - Aufbau und Betrieb Hochspannungsnetz mit Windparks
    - Inselnetz Großstadt
    - Mittelspannungsnetz mit Biogas, PV und Batterie-Speicher
    - Aufbau und Betrieb eines Mittelspannungs-Mikronetzes mit zwei Batteriespeichern
    - Landwirtschaftliches Arealnetz mit Biogas
    - Ortsnetze mit Netzersatzanlage, PV und Batterien

Eine wichtige und notwendige Voraussetzung/ Annahme, die zur Durchführung aller Fallstudien sowie Demonstrationsvorhaben getroffen wurde, ist eine voll funktionsfähige Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) einschließlich der erforderlichen Infrastrukturen. Zusätzlich wurde für die Anlagentechnologie des Versorgungsnetzes und der Erzeuger die Annahme getroffen, dass nach Spannungswiederkehr auch die technische Handlungsfähigkeit wiederhergestellt ist.

1.5 NETZ:KRAFT – Zusammenfassung der Ergebnisse

1.5.1 Einsatz von dezentralen EEA im Netzwiederaufbau

Das Projekt NETZ:KRAFT hat gezeigt, dass EEA prinzipiell einen Netzwiederaufbau mit spezifischen Funktionalitäten unterstützen können, die für einen zielgerichteten Netzwiederaufbau mit schnellstmöglicher und sicherer Wiederversorgung geeignet sind. Diese Funktionalitäten für die Systemdienstleistung Netzwiederaufbau sind in neuen Netzanschlussrichtlinien teilweise berücksichtigt, aber für aktivere Einbindung in Szenarien mit höherer Durchdringung von EEA besteht weiterer Anpassungsbedarf. Insbesondere müssen EEA

über verbesserte Steuerungsmöglichkeiten zur Vorgabe von Wirkleistungs- und Spannungssollwerten verfügen, um eine Integration in die heterogene Erzeugungslandschaft (EEA plus konventionelle Kraftwerke) zu erreichen. Zusätzlich muss ein Beitrag zur Schwungmasse erbracht werden, so dass der Vorteil der Zuschaltbarkeit größerer Lasten aus dem Hochspannungsnetz heraus erreicht werden kann. Technisch können EEA, insbesondere Windkraftanlagen so ertüchtigt werden, dass sie die geforderten, systemdienlichen Funktionalitäten erbringen, jedoch sind sie dazu nicht verpflichtet.

In den Fallstudien wurde gezeigt, dass Wirkleistungsbereitstellung einschließlich Reserveleistung und einer P(f)-Statik bei Abgleich mit den von konventionellen Erzeugern vorgegebenen technisch bedingten Parametern ohne negative gegenseitige Beeinflussung in einer heterogenen Erzeugungslandschaft möglich ist.

Die Demonstrationsvorhaben zeigten das deutliche Erfordernis der direkten Ansteuerbarkeit der EEA, die den NWA aktiv unterstützen sollen, zur Vorgabe von Sollwerten. Die heutige oft vorhandene Grobstufung von Wirkleistungssollwerten in 0%, 30%, 60%, 100% bezogen auf die installierte Leistung, führt je nach Primärträgerdargebot zu Situationen in denen EEA nicht verwendet werden können. Die durch die Lastaufnahme bedingten Wirkleistungssprünge bringen die Gefahr des erneuten Zusammenbruchs des bisher aufgebauten Netzes mit sich bzw. geänderte Vorgaben bleiben wirkungslos. In der Folge treten Situationen ein, in denen zunächst die Bilanzhaltung über Abschaltungen von bereits wiederversorgten Lasten realisiert wird. Gerade bei der im NWA erforderlichen Synchronisierung von Netzinseln stellt das Angleichen der Netzparameterabweichungen für Frequenz und Spannung aufgrund der Grobstufung einen langwierigen Prozess dar oder ist sogar unmöglich. Diese Vorgehensweise im Netzwiederaufbau ist kontraproduktiv zur schnellstmöglichen Versorgung. Unterschiedliche Szenarien für den Netzwiederaufbau haben gezeigt, dass mit zunehmendem Anteil an EEA die Wiederversorgungszeiten deutlich anwachsen, sofern die Steuerbarkeit sowie die Bereitstellung systemdienlicher Leistungen nicht gewährleistet werden.

1.5.2 Unterstützung des NWA aus asynchronen Netzen, HGÜ

Wenn eine HGÜ-Kopfstationen in VSC-Technik ausgeführt ist, kann sie bei entsprechender Regelung netzbildend wirken. HGÜ-Kopfstationen in LCC-Technik können nicht netzbildend betrieben werden und benötigen immer ein unter Spannung stehenden Netz, auf das sie sich zuschalten können.

Sofern sich im schwarzgefallenen Gebiet eine HGÜ-Kopfstation mit netzbildenden Eigenschaften befindet, und das mit der anderen Kopfstation verbundene Netz unter Spannung steht sowie ausreichend leistungsfähig ist, kann die erstgenannte Kopfstation als SSE für den NWA herangezogen werden unabhängig davon, ob das intakte Netz ein asynchron betriebenes Verbundnetz oder ein bereits wieder aufgebauter Teil des schwarzgefallenen Netzes ist. Über die Gleichstromverbindung findet eine Entkopplung der Frequenzen in den beiden Netzgebieten statt. Zusätzlich hat bei einer Lastaufnahme die auf der DC-Strecke gespeicherte Energie eine dämpfende Wirkung, weshalb bei Lastzuschaltungen die kurzfristige Belastung des speisenden Netzes hier im Vergleich zu einer AC-Verbindung geringer ausfällt.

Als Spezialfall konnte gezeigt werden, dass auch ein Offshore-Windpark mit einer HGÜ-Anbindung als SSE verwendet werden kann, sofern das Offshore-Netz unter Spannung steht und sich die WEA in Betriebsbereitschaft befinden. Dazu muss das Regelungskonzept des Offshore-Netzes mit der netzbildenden Regelung der landseitigen Kopfstation abgestimmt werden.

Die prinzipiellen Einsatzmöglichkeiten eines HGÜ-Systems beim NWA wurden unter technischen Gesichtspunkten aufgezeigt. Für die praktische Umsetzung sind im Einzelfall die konkreten technischen und organi-

satorischen Voraussetzungen zu prüfen und ggf. zu schaffen, um die Möglichkeiten in den NWA-Plänen berücksichtigen zu können.

1.5.3 Aufbau von Versorgungsinseln im Verteilnetz

Der zweiten Hauptfrage folgend wurde bei den Untersuchungen zu dezentralen Versorgungsinseln die Erbringung der erforderlichen systemdienlichen Leistungen innerhalb einer Insel stets vorausgesetzt. Durch Verwendung von Speichern (z.B. Batterie) zuzüglich geeigneter Regelung für die Frequenz-Wirkleistungsbilanz sowie den Spannungs-Blindleistungshaushalt lassen sich kleine, dezentrale Inseln einiger 100 kW bis zu wenigen 10 MW mit radialer Netzstruktur, ggf. auch automatisch, betreiben. Mit wachsender Netzstruktur und steigender Anzahl EEA wachsen die Komplexität und der Koordinierungsaufwand, so dass die Führung der Netzinsel sinnvollerweise durch Betriebspersonal überwacht wird bzw. erfolgt.

Inwieweit der dezentrale Ansatz für eine Versorgung in der Fläche tatsächlich die Ausfallzeiten der Versorgung reduziert, konnte nicht aus den Untersuchungen hergeleitet werden. Die Rückkehr zum ‚normalen' Systemzustand erfordert ein wiederhergestelltes zusammenhängendes Netz. Wie in den Demonstrationsvorhaben gezeigt wurde, liegen die Zeiten für die Synchronisation zweier Netzinseln heute im Bereich von wenigen 10 Minuten bis zu 1 Stunde.

Während in allen Untersuchungen eine vollkommen intakte und funktionsfähige IKT-Umgebung vorausgesetzt wurde, muss in der Realität davon ausgegangen werden, dass dies nicht oder nur bedingt zutrifft.

Die prinzipielle technische Machbarkeit von Versorgungsinseln auf den unterschiedlichen Spannungsebenen des Verteilnetzes konnte gezeigt werden, wenn ausreichend dezentrale Erzeugung in dem Netzgebiet vorhanden ist. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht zum Aufwand für den Betrieb und die Synchronisation dieser Inselnetze, insbesondere in Hinblick auf die Automatisierung im Verteilnetz. Dieser Aufwand muss der Notwendigkeit und der erwarteten Verbesserung der Versorgungssicherheit für diese Netzgebiete gegenübergestellt werden. Außerdem müssen die Abhängigkeiten und die Rückwirkungen zwischen Energie- und Kommunikationsnetz genauer bewertet werden.

1.6 NETZ:KRAFT – Fazit

- DEA sind technisch in der Lage, den Netzwiederaufbau im Rahmen der von konventionellen Erzeugern bereitgehaltenen Regelreserven zu unterstützen.
    - Dabei gibt es heute Grenzen im Durchdringungsgrad, die durch Prozessanpassung und Weiterentwicklungen auf Anlagen- und Systemebene verschoben oder aufgehoben werden können.
- Systemdienliche Funktionalitäten müssen zukünftig von EEA erbracht werden und für den Netzbetreiber abrufbar sein, dazu gehört u.a. auch Bereithaltung von Regelreserve.
- Informationen über die aktuelle und prognostizierte verfügbare Leistung sind notwendig
- Aktive Einbindung von EEA in den NWA
    - Für DEA, die bereits heute direkt aus der Netzleitstelle ansteuerbar sind (überwiegend bei Anschluss an das Übertragungsnetz oder das Hochspannungsnetz), müssen Vorgaben dezidierter Sollwerte zur Bilanz- und Spannungshaltung ermöglicht werden. Die notwendige IKT-Umgebung muss schwarzfallfest sein und bidirektional zwischen steuerndem Netzbetreiber und EEA erfolgen.

  - Für DEA, die heute aufgrund ihrer Größe und hohen Anzahl nicht direkt ansteuerbar sind (überwiegend bei Anschluss an das Mittelspannungs- oder das Niederspannungsnetz, größtenteils PV-Anlagen), müssen technische und organisatorische Lösungen gefunden werden, die eine praktikable Handhabung für die Vielzahl der Anlagen (mehrere Millionen) nach Spannungswiederkehr ermöglicht. Dies kann auch einen Ausbau der IKT-Infrastruktur bzgl. dieser Anlagen bedeuten.
  - Wenn die Ansteuerbarkeit für einen zuverlässigen NWA notwendig ist, muss zumindest die Möglichkeit der zyklischen unidirektionale Ansteuerung der DEA bei Spannungswiderkehr sichergestellt werden.
- Für EEA sind Steuersignale des Anschlussnetzbetreibers bindend und haben Vorrang vor Signalen Dritter (z.B. Anlageneigner, Hersteller, Direktvermarkter).
- Der Aufbau von dezentralen Versorgungsinseln mit EEA ist möglich, sofern die erforderliche technische Ausrüstung vorhanden und die organisatorischen Koordinationsaufgaben von Netz- und Kraftwerksbetreiber eindeutig geklärt sind.
- Die existierenden Regelwerke müssen dahingehend angepasst werden.

2 Szenarien

Edition: Wolfram Heckmann (Darstellung Ergebnis des Projektberichts im Anhang)

Um die Netzwiederaufbaukonzepte heute und in Zukunft vergleichen und optimieren zu können, werden drei grundsätzliche Szenarien als Grundlage für die Fallstudien herangezogen. Diese repräsentieren die Situation zu drei unterschiedlich Zukunftszeitpunkten und unterscheiden sich daher hinsichtlich ihrer Erzeugerstruktur. Da die genauen Zeitpunkte der Szenarien nicht relevant sind, sondern sie durch ihren Anteil an erneuerbarer Erzeugung, gemessen an der Jahresenergiemenge, charakterisiert sind, tragen die entwickelten Szenarien folgende Bezeichnungen:

- 25% EE-Szenario: Erzeugungssituation im Jahr 2014 (Start des Projektes)
- 50% EE-Szenario: Erzeugungssituation gemäß NEP (1) im Jahr 2034
- 80+% EE-Szenario: Extremszenario ohne konventionelle thermische Kraftwerke

Anmerkung 1: Die Formulierung „ohne konventionelle thermische Kraftwerke“ beinhaltet dennoch den Einsatz von Gaskraftwerken, da davon ausgegangen wird, dass dort hauptsächlich erneuerbar erzeugtes Methan aus überschüssigem Windangebot verstromt wird.

Anmerkung 2: Die hier angegebenen prozentualen Werte beziehen sich jeweils auf die Jahresenergiemenge für Gesamtdeutschland. Die besondere Situation ländlicher Netzgebiete, in denen bereits heute mehr als 80% der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern stammt, wird in den jeweiligen Fallstudien entsprechend betrachtet.

Tabelle 1 Aufteilung der Erzeugungsarten in den Szenarien 25%-, 50%- und 80+%-Erneuerbare -Energien.

	25% EE-Szenario		50% EE-Szenario		80+% EE-Szenario	
Energieträger	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**
Steinkohle	25,3	13,8	18,4	7,2	0	0
Braunkohle	18,8	10,2	11,3	4,5	0	0
Kernenergie	12,1	6,6	0	0	0	0
Pumpspeicher	*9*	4,9	*10,7*	*4,2*	*11*	*3,5*
Großbatteriespeicher	*0*	0	*0*	*0*	*13*	*4,1*
Gaskraftwerke	*23,8*	12,9	*37,5*	*14,8*	*45*	*14,1*
Wind onshore	37,5	20,4	72	28,4	102	32,0
Wind offshore	0,5	0,3	25,3	10,0	43	13,5
Photovoltaik	37	20,1	59,5	23,4	82	25,8
Biomasse	7	3,8	9,2	3,6	12	3,8
Laufwasser	4,1	2,2	3,7	1,5	4	1,3
Speicherwasser	1,5	0,8	1,3	0,5	1,4	0,4
Sonstige Erzeuger	7,4	4,0	5	2,0	5	1,6
SUMME	**184,0**		**253,9**		**318,4**	

Die prozentualen Anteile an EE stellen den Jahresdurchschnitt dar. Heute bereits kommen im Netzbetrieb an einzelnen Tagen oder Wochen auch die Zukunftsszenarien vor.

Auch zukünftig werden SSE mit rotierenden Generatoren zur Verfügung stehen. Dazu gehören die heute vorhandenen Anlagen im Bereich der Wasserkraft. Und auch im 80+%-Szenario stehen Gas-Kraftwerke zur Verfügung, die als Schwarzstarteinheiten eingesetzt werden können, wenn sie entsprechend ausgerüstet

sind. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die Gaskraftwerke Brennstoff aus Power-to-Gas-Produktion nutzen.

Zur Aufteilung der Erzeugungsarten wurde eine Meta-Studie vorhandener Energieszenarien durchgeführt und die genannten Energiemengen und Erzeugungsarten auf installierte Leistungen umgerechnet. Diese Szenarien stellen mögliche Entwicklungen dar und bilden die Grundlage für die Fallstudien im Projekt NETZ:KRAFT. Mehr Informationen siehe Anhang A „Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP“.

3 Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau

Autor: Holger Becker

Das Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und damit deren Einsatzmöglichkeiten beim NWA wird im Wesentlichen durch die Betriebsart, durch den Verlauf der Einspeiseleistung sowie durch eine mögliche Beeinflussung durch den Netzbetreiber mittels Kommunikationsverbindung bestimmt. Zunächst erfolgt hier eine Vorstellung des grundsätzlich für den NWA relevanten, elektrischen Verhaltens von DEA auf Anlagenebene. Der darauffolgende Abschnitt zeigt in beispielhafter Darstellung von Simulationsergebnissen ausgewählter Ereignisse beim NWA die Auswirkungen von DEA auf den NWA-Vorgang.

3.1 Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA

Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Anschluss an das Verbundnetz arbeiten gemäß den bisherigen und aktuellen Netzanschlussregeln ([1] – [10] im Netzparallelbetrieb. Nach einem Netzausfall sind sie daher nicht in der Lage, eine Netzinsel aufzubauen und diese unter Spannung zu setzen. Als Voraussetzung für den Einspeisebetrieb wird ein unter Spannung stehendes Netz benötigt, auf welches sich DEA zuschalten können. Das geschieht in der Regel automatisch, sobald Netzspannung und Netzfrequenz für eine definierte Zeit innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte liegen. Seit 2017 fordern die Netzanschlussregeln für DEA mit Anschluss an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz anstelle einer automatischen Zuschaltung eine aktive Freigabe durch den Netzbetreiber ([7] – [9]

3.1.1 Anforderungen nach Netzanschlussregeln

Tabelle 2: Relevante Netzanschlussregeln

Jahr	HöS	HS	MS	NS	Generation
1998			VDEW MSRL [1]		1
2001				VDEW NSRL [2]	1
2003	TC 2003 [3]				1
2007	TC 2007 [4]				2
2008			BDEW MSRL [5]		2
2011				VDE 4105 [6]	3
2015		VDE 4120 [7]			3
2017	VDE 4130 [9]		VDE 4110 [8]	VDE 4105 [10]	3

Netzanschlussrichtlinien: Das Zuschaltverhalten von DEA nach Spannungswiederkehr sowie das Verhalten während des weiteren Netzwiederaufbauvorgangs ergibt sich im Wesentlichen aus der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der jeweiligen DEA gültigen Netzanschlussrichtlinie (NAR).

Die relevanten Merkmale sind hier aus den entsprechenden Dokumenten zusammengefasst. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die untersuchten NAR und deren Erscheinungsjahr. Hinsichtlich der wesentlichen Anforderungen wurde eine Einteilung in drei Generationen vorgenommen, die nachfolgend erläutert ist.

Grenzwerte Frequenzschutz

In der frühen Phase des Netzwiederaufbaus kann die Netzfrequenz im Vergleich zum Normalbetrieb größeren Schwankungen unterliegen, was u.U. eine ungewollte Netztrennung von DEA nach sich zieht. NAR der Generation 1 fordern noch enge Grenzwerte (z. B. 49,5 Hz bzw. 50,5 Hz [1] oder gar 50,2 Hz [2] , Ausnahme Hoch- und Höchstspannungsnetz). Ab der Generation 2 liegen die Auslösewerte einheitlich bei 47,5 Hz bzw. 51,5 Hz, was für die Hoch- und Höchstspannung bereits mit der Generation 1 [3] galt.

Wiederzuschalten nach Spannungswiederkehr

Liegt am Netzanschlusspunkt (NAP) nach einem Netzausfall wieder Spannung an, so schalten sich DEA nach Generation 1 & 2 automatisch wieder ans Netz, sofern Spannung und Frequenz innerhalb der Wiederzuschaltbedingungen liegen, die mit Generation 2 enger als die Auslösegrenzwerte sein können. Bei DEA nach Generation 3 muss eine Freigabe vom Netzbetreiber erfolgen, eine Ausnahme bilden Anlagen in der Niederspannung, die sich automatisch zuschalten dürfen. Ab der Generation 2 erhöhen DEA die Einspeiseleistung mit einem Gradienten nicht größer als 10% der Nennleistung pro Minute. In der Praxis ist dieses häufig als zeitabhängige Begrenzung ausgeführt, die nach 10 Minuten den Nennwert erreicht und dann inaktiv wird.

Begrenzung der Einspeiseleistung

NAR der Generation 1 stellen keine Anforderung an die Wirkleistungsbegrenzung durch den Netzbetreiber. Ab der Generation 2 müssen Anlagen die Möglichkeit besitzen, vom Netzbetreiber Signale zur Begrenzung der Einspeiseleistung in Stufen von max. 10% der Nennleistung entgegen zu nehmen und innerhalb von 60 s umzusetzen. Ausnahmen bilden DEA in der Niederspannung, bei denen durch [6] (Generation 3) eine mögliche Begrenzung erst bei Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW vorgeschrieben ist. Bei PV-Anlagen in der Niederspannung ist nach EEG eine mögliche Begrenzung bei einer Nennleistung oberhalb von 30 kW obligatorisch.

Frequenzstützung

NAR der Generation 1 stellen für die Mittel- und Niederspannung keinerlei Anforderung an frequenzstützende Funktionalitäten. Anlagen in der Hoch- und Höchstspannung müssen oberhalb einer Frequenz von 50,25 Hz die Wirkleistung reduzieren. Dieses geschieht umgekehrt proportional zur steigenden Frequenz, so dass bei 51,5 Hz die Einspeiseleistung auf null reduziert wird. Mit Generation 2 wurde die Anforderung derart formuliert, dass bei Erreichen der Netzfrequenz von 50,2 Hz die Einspeiseleistung eingefroren, und bei weiterer Frequenzerhöhung mit 40% $P_{Momentan}$/Hz reduziert werden muss. Damit kann einer durch einen Erzeugungsüberschuss verursachten Überfrequenz entgegengewirkt werden. Mit Generation 3 (in der Niederspannung erst mit NAR in 2017) wurde für einen gestörten Netzbetrieb (Frequenz jenseits der Grenzen 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz) eine symmetrische Frequenz-Leistungsregelung beschrieben, die im Vergleich zum aktuellen Arbeitspunkt eine Leistungserhöhung bei Unterfrequenz erfordert. Dieses ist jedoch nur bei einem leistungsreduzierten Betrieb möglich. Im gedrosselten Betrieb, z.B. durch den Einsatz von Einspeisemanagement durch den NB, tragen DEA nach neuesten NAR beim Zuschalten von Lasten bereits heute zur Stützung der Netzfrequenz bei. Sofern die Einspeiseleistung von DEA durch die verfügbare Leistung be-

stimmt wird (auch MPP-Betrieb – Maximum Power Point-Betrieb - genannt), ist jedoch eine Erhöhung bei Unterfrequenz weder gefordert noch möglich.
Hinsichtlich der Bereitstellung von virtueller Trägheit oder schneller Frequenzregelung zur optimalen Reduktion von Frequenzminima nach Lastzuschaltung oder Generatorausfall sind aktuell keine Anforderungen formuliert.

3.1.2 Nachrüstprogramme

Um bei Bestandsanlagen das Einspeiseverhalten aus Systemsicht zu verbessern, wurden im Rahmen von Nachrüstprogrammen Änderungen an bereits im Betrieb befindlichen Anlagen vorgenommen:

Nachrüstung von Altanlagen nach SDLWindV (2009)

Dieses betrifft im Wesentlichen WEA, welche zu Zeiten von NAR der Generation 1 in Betrieb genommen wurden. Folgende für den NWA relevante Funktionalitäten wurden nachgerüstet: Eine Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 51,0 Hz darf nicht zur Netztrennung führen. Bei einer verfügbaren Leistung in Höhe der halben Nennleistung oder größer muss bei einer Frequenz von 50,2 Hz die Einspeiseleistung eingefroren und bei weiter steigender Frequenz mit 40% dieser Leistung pro Hertz abgesenkt werden. Der Überfrequenzschutz der einzelnen Einheiten ist so einzustellen, dass beginnend bei 51,0 Hz eine gestaffelte Abschaltung der Einheiten beginnt, und sich bei 51,5 Hz alle Einheiten vom Netz getrennt haben. Auf Anforderung des Netzbetreibers ist die Funktion zum automatischen Wiederankoppeln an das Netz zu blockieren. Den Anteil der nachgerüsteten Anlagen an der Gesamtanzahl von DEA zeigt Abbildung 4.

Nachrüstung von Altanlagen nach SystemStabilitätsVerordnung (SysStabV) 1 (2012)

Dieses betrifft im Wesentlichen PV-Anlagen mit Inbetriebnahme zur Zeit der NAR Generation 1, wobei es für kleinere Anlagen Ausnahmen (je nach Installationsjahr und Spannungsebene zwischen 10 kW und 100 kW) gibt. Folgende für den NWA relevante Funktionalitäten wurden nachgerüstet: Keine frequenzbedingte Netztrennung zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz, sondern entweder Reduktion der Einspeiseleistung über 50,2 Hz mit 40 % der Einspeiseleistung pro Hz gem. neuerer NAR für die entsprechende Spannungsebene ([5] bzw. [6]) oder gestaffelte Abschaltung bei diskreten, gleichverteilten Frequenzwerten. Automatisches Zuschalten nach Spannungswiederkehr erst, sobald die Zuschaltbedingungen gemäß [5] bzw. [6] erfüllt sind.

Nachrüstung von Altanlagen nach SysStabV 2 (2016)

Es gelten die technischen Anforderungen gem. SysStabV 1, jedoch auch für Windenergie-, Biogas- und KWK-Anlagen.

3.1.3 Verteilung der Anlagen im Netz

Aufgrund des genannten Anlagenverhaltens können nicht nachgerüstete DEA nach Generation 1 durch die fehlende Gradientenbegrenzung beim Wiederzuschalten sowie mögliche Netztrennung bei 50,2 Hz eine aufgebaute Netzinsel in einen kritischen Zustand bringen. Da diese Anlagen sich nicht in der Wirkleistung begrenzen lassen, gestaltet sich deren aktive Berücksichtigung beim NWA schwierig. Bei der Wiederzuschaltung von Teilnetzen sollten die darin installierten Anlagen nach Generation 1, welche nicht nachgerüstet wurden, quantifiziert und der systemverantwortlichen Stelle mitgeteilt werden. Eine Übersicht über die Anlagenverteilung in Deutschland zeigt Abbildung 4.

Abbildung 4 Verteilung der installierten PV- und Windenergie-Anlagenleistung in GW in Deutschland für Netzanschlussrichtlinien der Generationen 1, 2 und 3 (Stand Ende 2015)

3.2 Simulation des Verhaltens von verteilten dezentralen Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau

Die Installation von DEA in den für den Großteil der Versorgung von Endverbrauchern zuständigen Nieder- und Mittelspannungsnetzen (ein nennenswerter Anteil davon sind PV Kleinerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung im ein- und zweistelligen kW-Bereich) lässt beim NWA eine Differenzierung von Lasten und Erzeugung beim Zuschalten von Netzgebieten häufig nicht mehr zu. Aus Sicht des ÜNB bedeutet die Wiederversorgung von Endkunden somit meistens nicht mehr lediglich eine zusätzliche Belastung, vielmehr muss zusätzlich durch das i. d. R. automatisch stattfinde Zuschalten von DEA mit einer signifikanten Lastreduktion bis hin zur Rückspeisung aus unterlagerten Netzebenen gerechnet werden. Die bei DEA im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken kürzere Anfahrzeit ermöglicht so bei entsprechender Wetterbedingungen einen schnellen Beitrag zur Versorgung von Lasten. Beim Zuschalten von Netzteilen müssen deshalb zusätzlich zur Last nun auch das Einspeiseverhalten und die Auswirkungen auf das System berücksichtigt werden. Für eine Planung und damit eine aktive Integration von DEA in den NWA sind neben Kenntnis der installierten Leistung der Anlagen eines Energieträgers im zuzuschaltenden Netzgebiet auch Informationen über Einspeiseverhalten und entsprechende Einspeiseprognosen notwendig.

Die nachfolgenden Fallstudien untersuchen die Auswirkungen des Zuschaltens von Netzgebieten mit nennenswertem DEA-Anteil auf eine Netzinsel im ÜN zu Beginn des NWA-Vorganges.

Es werden sowohl Einflüsse beim Zuschalten von DEA als auch bei großen wetterbedingten Leistungsgradienten untersucht. An dieser Stelle liegt der Fokus auf PV-Anlagen, da diese im Gegensatz zu WEA kleinere Nennleistungen aufweisen und deshalb die Steuermöglichkeiten durch den NB geringer ausfallen. Die Untersuchung erfolgt durch Simulation unter Verwendung dynamischer Modelle von Kraftwerken, DEA und Lasten. DEA-seitig werden sowohl PV-Alt- als auch Neuanlagen (siehe Abschnitt ⇨“Elektrisches Verhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen beim NWA“) betrachtet. Ferner werden in den einzelnen Versuchen sowohl der Regelmodus des Kraftwerks als auch die installierte Leistung von Last sowie PV-Alt- und Neuanlagen in dem zuzuschaltenden Teilnetz variiert, um die relevanten Effekte aufzuzeigen. Dabei wird für das Kraftwerk ein generisches Modell verwendet. Dessen Dynamik kann sich von realen Kraftwerken unterscheiden, weswegen relevante Größen wie An- und Einschwingzeiten hier lediglich Beispiele darstellen und nicht direkt auf konkrete Anlagen übertragen werden können. Die statischen Grenzwerte sowie das Verhalten von DEA sind in den verwendeten Modellen realistisch abgebildet, so dass die aufgezeigten Effekte in

der Realität auftreten und die empfohlenen Abhilfemaßnahmen angewandt werden können. Den verwendeten Versuchsaufbau zeigt Abbildung 5.

Abbildung 5: Modell zur Untersuchung des Verhaltens von DEA beim Netzwiederaufbau

Die Ergebnisse sind auch auf Situationen übertragbar, in denen bereits weitere Kraftwerke mit der Netzinsel verbunden sind und einspeisen, wobei dann lediglich eines in Drehzahlregelung betrieben werden kann.

3.3 Zuschalten eines Teilnetzes

Als Ausgangslage für die folgenden Untersuchungen wird ein Kraftwerk im Inselbetrieb zur Sicherung eines stabilen Arbeitspunktes mit einem kraftwerksnahen Verbraucher belastet. Über das nächste UW (HöS/HS) ist das unterlagerte Netz mit Spannung versorgt, und darin wird ein Verbraucher durch Zuschalten eines MS-Abgangs in einem HS/MS-UW wiederversorgt. Die Last wird als konstant angenommen.

3.3.1 Kraftwerk in Drehzahlregelung, Zuschalten von PV-Altanlagen

Das Kraftwerk wird in der für die Eröffnung einer Netzinsel gängigen Drehzahlregelung betrieben. Im zuzuschaltenden Mittelspannungsnetzgebiet sind 20 MW Last und 20 MW PV-Altanlagen installiert, die hohe Einstrahlung führt zu einer möglichen Einspeisung mit Nennleistung. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 6.

Abbildung 6: Zuschalten von PV-Altanlagen in einer Netzinsel mit Kraftwerk in Drehzahlregelung, 20 MW Last, 20 MW PV-Altanlagen

Die zugeschaltete Last bei t = 0 s führt zunächst zu einem Absinken der Netzfrequenz, woraufhin die Kraftwerksregelung mit einer Leistungserhöhung reagiert (braune Kurve, unteres Diagramm), um die Frequenz wieder in Richtung Nennwert zu bewegen. Nach einer Minute schalten sich die PV-Altanlagen zu und erhöhen ohne Gradientenbegrenzung die Einspeiseleistung, wobei das in der Realität leicht zeitversetzte Zuschalten der Vielzahl von Anlagen hier durch Begrenzung der Gesamtleistungsänderung von 100 % P_{nom}/min berücksichtigt wurde (gelbe Kurve, mittleres Diagramm). Der Anstieg der Einspeiseleistung führt zu einem Frequenzanstieg auf 50,2 Hz (blaue Kurve, oberes Diagramm), woraufhin sich die PV-Altanlagen vom Netz trennen. Nach einer weiteren Minute schalten diese sich wieder aufs Netz und erhöhen die Einspeiseleistung erneut bis zum Erreichen von 50,2 Hz. Dieses Zu- und wieder Abschalten erfolgt nun periodisch. Es wird nur durch externe Ereignisse gestoppt (z.B. eine Reduktion der Sonneneinstrahlung) oder muss aktiv durch Vorgabe einer geringeren Sollfrequenz oder Abschalten des entsprechenden Abganges gestoppt werden.

3.3.2 Kraftwerk in Leistungs-/Frequenzregelung, Zuschalten von PV-Neuanlagen

In dieser Simulation wird der Einfluss des Zuschaltens von PV-Neuanlagen auf eine Netzinsel untersucht, in der das Kraftwerk in Frequenz-Wirkleistungsregelung betrieben wird (s. Abbildung 9). Um das relevante Verhalten beim Ansteigen der Netzfrequenz auf 50,2 Hz zu zeigen, werden hier eine vergleichsweise kleine Last von 5 MW und eine Erzeugungsleistung von 30 MW gewählt. Die Simulationsergebnisse zeigt Abbildung 7.

Abbildung 7: Simulationsergebnis Kraftwerk Leistungs-/Frequenzregelung, 5 MW Last, 30 MW PV-Neuanlagen

Die zugeschaltete Last wird zunächst vom Kraftwerk gedeckt und führt zu einer Frequenzreduktion auf rund 49,95 Hz. Durch Zuschaltung der PV-Neuanlagen und Leistungssteigerung mit Gradientenbegrenzung erfolgt eine Entlastung des Kraftwerkes mit einer deutlich flacheren Rampe als in den vorigen Simulationen mit PV-Altanlagen. Sobald die vertikale Austauschleistung in eine Rückspeisung übergeht (Einspeiseleistung übersteigt die Last), überschreitet die Frequenz den Nennwert und erhöht sich weiter, bis die PV-Neuanlagen bei einem Wert von 50,2 Hz die Leistung unterhalb der möglichen Einspeiseleistung konstant halten und sich somit ein stabiler Arbeitspunkt einstellt. Bei Betrieb eines in Drehzahlregelung arbeitenden Kraftwerkes würde dieses weiter die Leistung reduzieren, bis die maximale PV-Leistung erreicht ist oder das Kraftwerk seine individuelle Mindestleistung unterschreitet und sich vom Netz trennt, je nachdem welches Ereignis früher eintritt.

3.4 Erhöhung der Einspeiseleistung bei Wolkenzug

In der folgenden Untersuchung wird der Einfluss einer durch einen schnellen Wolkenzug verursachten Erhöhung der PV-Einspeiseleistung aufgezeigt. Das Kraftwerk arbeitet wieder in Leistungs-/ Frequenzregelung. Ein Teilnetz ist mit 20 MW Last sowie 10 MW PV-Alt- und 25 MW PV-Neuanlagen in Betrieb. Witterungsbedingt speisen die PV-Anlagen mit 20% ihrer Nennleistung ein. Ein schneller Wolkenzug erhöht die verfügbare PV-Leistung innerhalb von 60 s auf den Nennwert (Abbildung 8, mittleres Diagramm, grün gepunktet. Mit der PV-Einspeiseleistung steigt auch die Netzfrequenz (Abbildung 8, oberes Diagramm), bis bei 50,2 Hz die Neuanlagen die Leistungserhöhung stoppen, und die Altanlagen sich vom Netz trennen (mittleres Diagramm, gelb).

Abbildung 8: Simulationsergebnis Kraftwerk Leistungs-/Frequenzregelung, 25 MW PV-Neu- und 10 MW PV-Altanlagen, Wolkenzug

Durch die Abschaltung der Altanlagen sinkt die Frequenz auf rund 50,15 Hz, woraufhin die Neuanlagen die Einspeiseleistung auf den verfügbaren Wert erhöhen. Nach etwa einer Minute schalten sich die PV-Altanlagen aufgrund der reduzierten Frequenz wieder zu und verursachen durch die Erhöhung der Einspeiseleistung einen Frequenzanstieg auf 50,2 Hz, woraufhin ein periodisches Ab- und Wiederzuschalten beginnt. Durch Anpassung des Leistungssollwertes für das Kraftwerk (siehe Abbildung 9) wird die Netzfrequenz derart abgesenkt (Abbildung 8, unteres Diagramm bei 300 und 600 s), dass bei voller Einspeiseleistung der PV-Altanlagen ein Wert von 50,2 Hz nicht mehr erreicht wird, und sich ein stationärer Wert einstellt.

Abbildung 9: Kraftwerkskennlinie: Reduktion der Frequenz bei gleichbleibender Last durch Sollwertanpassung (P_{soll1} –> P_{soll2})

3.4.1 Handlungsempfehlungen

Beim Wiederzuschalten von Teilnetzen mit DEA sollte folgendes beachtet werden:

- Bei der Freigabe von zuzuschaltenden Lasten an unterlagerte Netzbetreiber sollte im Gegenzug die mögliche Einspeisung (ggf. Rückspeisung) soweit ermittelbar vom VNB zum ÜNB kommuniziert werden.
- Solange sich in der Netzinsel noch ein Kraftwerk in Drehzahlregelung befindet, sollten möglichst keine DEA und insbesondere keine PV-Altanlagen zugeschaltet werden. PV-Altanlagen mit einer Gesamtleistung bis zu 2% der Nennleistung aller mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren können als unkritisch betrachtet werden.
- Seitens des Kraftwerkparks sollte möglichst schnell von Drehzahlregelung (i.d.R. erstes Kraftwerk zum Eröffnen der Netzinsel) auf Leistungsregelung mit Frequenzunterstützung geschaltet werden.
- Seitens des Kraftwerksparks ist darauf zu achten, dass sich bei keinem Kraftwerk durch einen Anstieg der Frequenz auf 50,2 Hz ein ungültiger Arbeitspunkt einstellt.
- Wenn sich ein periodisches Zuschalten und Netztrennung bei 50,2 Hz mit erneutem Wiederzuschalten von PV-Altanlagen einstellt, ist die Netzfrequenz z.B. durch Anpassung der Sollfrequenz oder der Sollleistungen der Kraftwerke solange herabzusetzen, bis sich eine stationäre Netzfrequenz einstellt.

4 Demovorhaben

4.1 Trainingssimulator Sonne

Autoren: Udo Spanel, Alexander Bernhart; Hauptbeteiligte Projektpartner: DUtrain, Fraunhofer IEE, ENERCON

Die Demonstrationsvorhaben werden an einem Trainingssimulator für die Betriebsführung durchgeführt und zeigen den NWA aus sowohl technischer wie auch operationeller Sicht. Während in den Fallstudien vorab einzelne Aspekte des NWAs auf rein technischer Ebene untersucht werden (siehe Kap. ⇨„Fallstudien Übertragungsnetz“) vereinigen die Demonstrationsvorhaben die in diesen Studien erwirkten Ergebnisse zu einer gesamtheitlichen, technischen Betrachtung sowie der praktischen Anwendbarkeit aus operationeller Sicht. Die Demonstrationsvorhaben zeigen somit die grundsätzliche Machbarkeit von NWA-Strategien und liefern gesamtheitlich die zu berücksichtigen Aspekte im Netzwiederaufbau.

Ein Demonstrationsvorhaben repräsentiert die Netzregion Süd. Diese Region enthält eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen, vergleichbar mit der Situation in Süddeutschland. Die überwiegende Anzahl der PV-Anlagen sind auf den unteren Spannungsebenen (Niederspannung (NS) und Mittelspannung (MS)) in den Verteilnetzen (VN) angeschlossen und speisen dort die verfügbare Solarenergie als Wirkleistung in das Netz. Die Summe der Wirkleistungen der dort einspeisenden Anlagen erreicht heute bereits Größenordnungen, die bei entsprechender Sonneneinstrahlung zumindest phasenweise eine Vollversorgung ermöglichen. Die drei vorgestellten Szenarien (siehe auch Kap. ⇨„Szenarien“, Tabelle 1) mit den unterschiedlichen Abdeckungsgraden durch 25%-EE, 50%-EE und auch 80+%-EE können schon heute und nicht erst zukünftig zutreffen.

Als Resultat werden konventionelle Kraftwerkseinheiten verdrängt. Da die Kraftwerkseinheiten überwiegend auf der Höchstspannungsebene an das Übertragungsnetz (ÜN) angeschlossen sind, kehrt sich nun der klassische Wirkleistungsfluss von der Höchstspannung (HöS) über die Hochspannung (HS) zur MS bzw. NS im gesamten Netz um. Auch fehlen die von den Kraftwerkseinheiten zu erbringenden systemdienlichen

Leistungen zur dynamischen Spannungshaltung oder auch die Trägheit der rotierenden Massen zur Frequenzstabilisierung. Gerade diese systemdienlichen Leistungen machen einen NWA aber erst möglich.

In den zur Vorbereitung für das Demonstrationsvorhaben durchgeführten Fallstudien (siehe Kap. ⇨ „Fallstudien Übertragungsnetz“) wurden unter anderem die potentiellen technischen Möglichkeiten von PV-Anlagen mit Blick auf systemdienliche Leistungen untersucht.

Aus operationeller Sicht bleibt die Herausforderung der bedarfsgerechten Ansteuerung der PV-Anlagen, die heute überwiegend nicht gegeben ist. Auf der einen Seite liegt die Herausforderung in der Definition „bedarfsgerechte Ansteuerung“, die gerade im Fall des NWA von den Anforderungen im Betrieb unter normalen Systembedingungen zum Teil stark abweichen. Dazu gehören unter anderem die kontrollierte Wirkleistungsabgabe sowie der Beitrag zur Spannungshaltung. Auf der anderen Seite müssen im Gegensatz zur Ansteuerung einer konventionellen Kraftwerkseinheit eine Vielzahl von PV-Anlagen angesteuert werden. Je nach Größenordnungen der PV-Anlagen kann diese Vielzahl mehreren 1000 Einheiten entsprechen.

Im zeitlichen Verlauf des NWA wirkt sich ebenfalls die reduzierte Trägheit des Systems aus. Die Höhe der auf einmal zuschaltbaren Lasten verhält sich proportional zur Trägheit des Systems. Mit kleiner werdender Trägheit erfolgt die Lastaufnahme in kleineren Schritten. Dies führt dazu, dass auch bei fortschreitendem NWA die Lastaufnahme überwiegend in der MS erfolgt und nicht aus der HS erfolgen kann. Dies führt zu einem erheblichen Mehraufwand an durchzuführenden Schalthandlungen (etwa Faktor 10 und höher). Weiterhin sind in der MS die Anlagen vielfach ausschließlich vor Ort steuerbar, so dass der NWA von einer zentralen Leitstelle im Zuständigkeitsbereich über Fernsteuerfunktionen nur eingeschränkt durchgeführt werden kann.

Für das hier dargestellte Demonstrationsvorhaben wurde folgendes Szenario verwendet. Im Übertragungsnetz stehen ein Pumpspeicherwerk für die Ausführung des Schwarzstarts, sowie lediglich gasbefeuerte GuD-Kraftwerke zur Verfügung. Diese haben unterschiedliche Anfahrzeiten im Bereich bis zu mehreren Stunden, je nachdem, ob sie vor Zusammenbruch der Versorgung am Netz betrieben wurden oder kalt gestartet werden müssen. Ein VN verfügt ebenfalls über eine schwarzstartfähige Kraftwerkseinheit.

Das Verhältnis von konventionell verfügbarer Leistung (gemeint verfügbare Leistungsbereitstellung durch GuD-Kraftwerkseinheiten) zur Leistungsbereitstellung von PV-Anlagen beträgt im Extremfall 20% konventionell zu 80% PV-Anlagen (80+%-EE). Während die konventionellen Kraftwerkseinheiten alle systemdienlichen Leistungen für den NWA steuerbar erbringen, kann die Summe der PV-Anlagen jeweils zu 50% angesteuert werden; für die verbleibenden 50% der Anlagen gelten innerhalb der gültigen Richtlinien keine gesonderten Anforderungen (z.B. Niederspannungsrichtlinie). Den zeitlichen Verlauf des NWA aus Sicht des ÜNB zeigt Abbildung 10.

Wie aus Abbildung 10 im oberen Diagramm zu ersehen, stellt sich insbesondere die Frequenzhaltung in kleinen schwachen Inseln (Kurve magenta – Insel ÜNB, Kurve orange – VN) zu Beginn des NWA als kritisch dar. Die Hinzunahme von PV-Anlagen (im unteren Diagramm Kurve rot – Insel ÜNB, Kurve Cyan – Insel VN) erhöht die verfügbare Wirkleistung zur Lastaufnahme jedoch nicht die Höhe der zuschaltbaren Last. Schon kleinere Lastzuschaltungen führen zu Frequenzwerten unterhalb 49,0 Hz, die in Realität einen automatischen Lastabwurf verursachen und somit den Zusammenbruch der Insel hervorrufen können. Im weiteren Verlauf werden beide Inseln miteinander synchronisiert.

Trotz der Synchronisierung der Inseln erhöht sich die Trägheit des Systems nur unwesentlich, so dass auch weiterhin nur kleine Lastgrößen in der MS zugeschaltet werden können. Auch zeigt sich deutlich, dass die zunehmende, von den PV-Anlagen eingespeiste Wirkleistung von den konventionellen Kraftwerkseinheiten ausgeregelt werden muss. Hier kommt es durchaus zu Wartezeiten von mehreren bis wenigen 10 Minuten bis das Gesamtsystem einigermaßen ausgeglichen ist und eine erneute Lastaufnahme erfolgen kann. Die Wartezeiten sind durch unterschiedliche Gradienten der Wirkleistungsregelung bedingt. Diese Situation wird erst mit der Hinzunahme von systemdienlich steuerbaren PV-Anlagen verbessert (siehe Ende des aufgenommenen Zeitbereichs).

Abbildung 10 Zeitlicher Verlauf des Netzwiederaufbaus aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

Das Demonstrationsvorhaben Netzregion Süd hat gezeigt, dass PV-Anlagen prinzipiell unter folgenden Voraussetzungen den NWA unterstützen können:

- Erbringen von systemdienlichen Leistungen,
  - inklusive eines Beitrags zur Gesamtträgheit des Systems zur Frequenzstabilisierung,
- systemdienliche Steuerbarkeit von Anlagen,
  - inklusive der Beobachtbarkeit.

Herausfordernd bleibt allerdings die erforderliche Ansteuerung vieler PV-Anlagen auf Spannungsebenen (MS und NS), die nach heutigem Stand i.d.R. nicht über eine Kommunikationsanbindung zum Netzbetreiber für diese Aufgaben verfügen.

Mehr Details in den Kapiteln:
⇨"Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau"
⇨"Fallstudien Übertragungsnetz"
Modelle/ ⇨"Referenznetz Betriebsführung"

4.2 Trainingssimulator Wind

Autor: Matthias Müller-Mienack; Hauptbeteiligte Projektpartner: GridLab, PSI, 50Hertz, MITNETZ STROM, Energiequelle, Fraunhofer IEE, Universität Kassel, FAU

In diesem Demonstrationsvorhaben lag der Schwerpunkt auf dem Zusammenwirken eines konventionellen Kraftwerksblocks mit einem großen Windpark und der Leistungsbilanzierung in einem Verteilnetzabschnitt mit hoher EEA-Durchdringung. Zugrundegelegt wurde ein realer Netzbereich (siehe Abbildung 11) mit dem Kraftwerk Schkopau (Mitte), einem Windpark bei Schönefelde (oben rechts), einem Verteilnetzabschnitt bei Klostermansfeld (oben links) und drei Lastschwerpunkten.

Abbildung 11 Übersicht des Netzbereichs für das Demonstrationstraining Schwerpunkt Windenergie (Übertragungsnetz in rot. Quelle: Open Street Map, Darstellung: Fraunhofer IEE)

Im Rahmen der Demonstrationstrainings hinsichtlich NWA-Unterstützung durch Windparks mittels Simulation in der Trainingsumgebung am Dispatchertrainingssimulator (DTS) des GridLab-Trainingszentrums stellten sich folgende Hauptziele für GridLab, die in der Kooperation mit weiteren NETZ:KRAFT-Partnern (insb. PSI, Fraunhofer IEE, Universität Kassel, 50Hertz, MITNETZ, Energiequelle sowie FAU Erlangen) erreicht werden konnten:

- Entwicklung von Modellen für erweiterte Funktionalitäten für den SCADA-basierten PSI-Dispatchertrainingssimulator des GridLab-Trainingszentrums
- Stationsregler zur Ausregelung eines Verteilnetzgebietes, dessen Implementierung im Dispatchertrainingssimulator (DTS) einschließlich Implementierung eines MITNETZ-Verteilnetzabschnittes in Ergänzung zum bereits vorhandenen Übertragungsnetzmodell
- Durchführung von Demonstrationstrainings mittels SCADA-basiertem Dispatchertrainingssimulator für verschiedene Szenarien bzw. Zeithorizonte:
    - konventionelles NWA-Szenario mittels im Blockeigenbedarfsinselbetrieb (BEIB) befindlichem Braunkohle-Kraftwerksblock als Ausgangspunkt (Referenzszenario bzw. konventionelles Szenario)
    - NWA-Szenario für 2030- bzw. 50%-EE-Szenario mittels im Blockeigenbedarfsinselbetrieb (BEIB) befindlichem Braunkohle-Kraftwerksblock als Ausgangspunkt unterstützt durch einen Windpark am Übertragungsnetz im manuellen Lastfolgebetrieb (1. hybrides NWA-Szenario)
    - NWA-Szenario für 2030- bzw. 50%-EE-Szenario mittels im Blockeigenbedarfsinselbetrieb (BEIB) befindlichem Braunkohle-Kraftwerksblock als Ausgangspunkt unterstützt durch verschiedene EE-Parks am Verteilnetz mit automatischer Ausregelung (2. hybrides NWA-Szenario)
- Vergleich und Bewertung der am Dispatchertrainingssimulator demonstrationshaft durchgeführten NWA-Szenarien hinsichtlich den in Tabelle 3 aufgeführten konkreten Monitoringkriterien.

Ein besonderes Augenmerk lag auf der Vorbereitung und Durchführung der beiden vorgenannten hybriden NETZ:KRAFT-Demonstrationstrainings-Szenarien. Hierfür wurden neben der detaillierten Verteilnetzstruktur mit entsprechender Betriebsmittelparametrierung auch die in Zusammenarbeit mit der Universität Kassel aufbereiteten Erzeugungs- und Lastzeitreihen für ein realistisches Verhalten des exemplarisch betrachteten MITNETZ-Verteilnetzabschnittes im Dispatchertrainingssimulator für den Zeithorizont 2030 (NETZ:KRAFT-50%-EE-Szenario) eingebracht. Darüber hinaus wurden die umfangreichen neuen Funktionalitäten im DTS implementiert. Hierzu zählt insbesondere ein von GridLab entwickelter Stationsregler am Verknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene am Beispielknoten Klostermansfeld im 50Hertz- bzw. MITNETZ STROM-Netzgebiet, der eine automatische Ausregelung des angeschlossenen Verteilnetzabschnittes ermöglicht. Entwickelt wurde der Regelungsmechanismus unter Verwendung der sog. SPI-Programmierschnittstelle („SCADA-Programming-Interface“) der PSI-Leitsystemsoftware mit folgenden Funktionalitäten (nähere Angaben zum Reglermodell ⇨“Stationsregler für den Verknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetz“):

- Automatische Anpassung der Erzeugungsleistung von Wind- und PV-Anlagen gemäß Sollwertvorgabe
- Regelung des Leistungsflusses zum Übertragungsnetz nach Sollwertvorgabe begrenzt durch die verfügbare EE-Erzeugung. Hierbei ist zu beachten, dass mit dem Stationsregler das betreffende Verteilnetzgebiet nicht zur initialen Auflastung des für den Inselnetzaufbau ausgewählten KW-Blockes herangezogen werden soll, sondern bei einem bereits signifikanten Auflastungsgrad des KW-Blockes vielmehr eine noch weitere Vergrößerung der Netzinsel um ein signifikantes Verteilnetzgebiet ermöglicht werden soll.
- Wind- und PV-Anlagen werden mit DZEs (Dezentrale Erzeugungselemente) abgebildet.

In Absprache mit den beteiligten Projektpartnern wurde hinsichtlich der Demonstrationstrainings im ersten Schritt ein konventionelles Demonstrationstraining einer NWA-Situation mit den entsprechenden AP-Partnern vorbereitet und durchgeführt als Status-quo-Betrachtung und vor allem im Hinblick auf einen späteren Vergleich mit einer NWA-Variante unter Einbeziehung erneuerbarer Erzeuger. Hierbei wurde realitätsnah im DTS der GridLab GmbH und unter Beteiligung von Operativpersonal aus den Leitwarten von ÜNB und VNB ein Trainingsworkshop durchgeführt. Vorher festgelegte und in Tabelle 3 dokumentierte Monitoring-Kriterien wurden aufgezeichnet und ausgekoppelt als Grundlage für einen quantitativen Vergleich mit dem Verlauf des hybriden NWA-Szenarios.

Im Rahmen der Trainingsdokumentation wurden u.a. in der nachfolgenden Tabelle die erfassten Kenngrößen und Monitoringkriterien für alle drei Demonstrationstrainings bzw. Trainingsszenarien gegenübergestellt. Ausgangslage ist jeweils ein im Blockeigenbedarfsinselbetrieb befindlicher Block des Braunkohlekraftwerks Schkopau, dessen Leistungsabgabe kontinuierlich und in kurzer Zeit auf einen Arbeitspunkt von 230 MW (Nettoeinspeisung am 380kV-Netzeinspeisepunkt Lauchstädt) gebracht werden sollte. Einige Monitoringkriterien wie Zeitdauer, Spannung und Frequenzverlauf weisen bei den Szenarien recht ähnliche Werte auf, sie werden der Vollständigkeit halber in der tabellarischen Gegenüberstellung mit aufgeführt. Bei den beiden hybriden Szenarien traten vereinzelt Fehlbedienungen auf, die jedoch in der Tabelle mit vermerkt sind und bei der Interpretation mit berücksichtigt wurden.

Monitoringkriterium	Einheit	konv. Szenario	hybrides Szenario 1	hybrides Szenario 2
Datum des Szenarios		13.09.2017	29.01.2018	30.01.2018
Uhrzeit des Szenarios		14:05 bis 16:26 Uhr	13:44 bis 16:13	10:20 bis 12:27 Uhr
Systemzeit des Szenarios		14:05 bis 16:26 Uhr	09:30 bis 11:59	10:07 bis 12:07 Uhr
Zeitdauer des Szenarios	min	146	149	120
Frequenzverlauf	Hz	50,0 … 50,7	49,5… 50,4	49,7 … 50,4
Größter Frequenzsprung	Hz/20s	-0,50	-0,65	-0,65
Erreichte Auflastung	MW	390	310	290
Größter Lastsprung	MW	40	40	25
Max. Sollwertabweichung Stationsregler	MW	n.a.	n.a.	10
Spannungsverlauf 380 kV (min. … max.)	kV	375 … 417	381 … 418	389 … 418
Systemlänge unter Spannung	km	339	448	339
Bemerkung		Szenariodurchlauf ohne Komplikationen	Ca. zur Halbzeit hoher Frequenzeinbruch durch eine Fehleingabe, der Verlauf bis erfolgten Ausregelung wurde daher nicht berücksichtigt	Zum Szenarioende hoher Frequenzeinbruch durch eine Fehleingabe, Szenario wurde leicht vorzeitig beendet

Tabelle 3 Gegenüberstellung der Monitoring-Ergebnisse für die drei windbezogenen NWA-Demonstrationstrainings.

Zwar lassen sich aus dieser Tabelle vor dem Hintergrund der verschiedenen Szenario-Charakteristiken bis auf die registrierten etwas größeren Frequenzsprünge bei den NWA-Szenarien mit EE-Einbezug noch keine eindeutigen Tendenzen ableiten, dennoch erlauben die Erkenntnisse aus der Durchführung der drei Trainingsszenarien relevante Rückschlüsse für die Auslegung und den Einsatz des Stationsreglers zur automatischen Ausregelung einer Verteilnetzregion. In diesem Zusammenhang soll das durchgeführte 2. hybride Trainingsszenario mit der Zielstellung der automatischen Ausregelung einer Verteilnetzregion exemplarisch in seinen Grundzügen etwas näher beschrieben werden. Voraussetzung für dieses Szenario war neben der Bereitstellung der für den NWA-Prozess relevanten erweiterten Funktionalitäten des PSI-Dispatchertrainingssimulators auch die Abbildung einer Verteilnetzregion der MITNETZ unterhalb des 380-kV-Netzknotens Klostermansfeld der 50Hertz.

Im Szenario der automatischen Ausregelung einer Verteilnetzregion war folgender NWA-Pfad vorgegeben: KW Schkopau – UW Lauchstädt – UW Klostermansfeld (KLM) – UW Wolmirstedt (WOL) – UW Vieselbach (VIB). Nur das KW Schkopau steht in diesem Blackout-Szenario mit einem Block im Eigenbedarfs-Inselbetrieb (EBIB) zur Verfügung. Dieser KW-Block wird aufgelastet bis zur technischen Mindestleistung und mit weiterer Lastzuschaltung am unmittelbar nächsten Netzknoten Lauchstädt und zunächst weiterer adäquater Erhöhung der Leistung des KW-Blockes Schkopau in den sicheren Betrieb bzw. stabilen Arbeitspunkt gebracht. Anschließend konnte durch Spannungsvorgabe bis zum Mitnetz-Verteilnetzabschnitt unterhalb des 50Hertz-Netzknotens Klostermansfeld sowie durch Zuschaltung der unterlagerten EE-Einspeisung der KW-Block Schkopau wirkleistungsseitig entlastet werden durch eine begrenzte Umlastung vom KW-Block auf die EE-Einspeisung in der MITNETZ-Region. Im weiteren Schritt wurde dann die automatische Ausregelung des Knotens Klostermansfeld zur Einhaltung einer Übergabeleistung (Sollwert) am UW Klostermansfeld getestet mittels Bereitstellung eines vom KW Schkopau vorgegebenen „NWA-Fahrplanwertes“ für die Wirkleistungsbereitstellung oder ggf. auch den Wirkleistungsbezug der Verteilnetzregion (ähnlich einem Lastfolgebetrieb). Abschließend wurden weitere Netzstrukturen unter Spannung gesetzt in Richtung der 380kV-Knoten Wolmirstedt (nach Norden) sowie Vieselbach (nach Süden) nebst dortiger Lastzuschaltungen bei gleichzeitiger Erhöhung des „NWA-Fahrplanwertes“ der Verteilnetzregion.

Nachfolgend sind auszugsweise relevante Verläufe ausgewählter Monitoringkriterien für das 2. hybride Szenario abgebildet. In Abbildung 12 sind der Frequenz- und Auflastungsverlauf auszugsweise dargestellt für einen Zeitraum im Vorfeld der Aktivierung des Stationsreglers.

Abbildung 12 1. Auszug des Verlaufes von Frequenz und Auflastung aus dem 2. hybriden Trainingsszenario

Ausgehend von der ÜNB-seitig im Trainingsszenario vorgegebenen initialen Sollfrequenz von 50,4 Hz zeigt Abbildung 13 nun einen Auszug des Verlaufes der Frequenz und der Auflastung für den Zeitraum der Vorbereitung der Stationsregleraktivierung bzw. der gezielten EE-Einbeziehung beim NWA-Prozess durch Absenkung der Sollfrequenz auf 50,0 Hz bis hin zur Regleraktivierung. Diese Regleraktivierung mit anfänglicher Sollwertvorgabe von 0 MW bewirkte demgemäß die Deckung der Verteilnetzregionslast durch die lokal installierten EE-Parks und somit ein weitgehend wirkleistungsneutrales Verhalten der Verteilnetzregion, was unmittelbar am Rückgang der durch den KW-Block beigesteuerten Insellast deutlich wird. Somit kann trotz eines bereits vorliegenden signifikanten Auflastungsgrades des in der Drehzahlregelung befindlichen

KW-Blockes eine noch weitere Vergrößerung der Netzinsel realisiert werden soll. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass mit der Herstellung des wirkleistungsneutralen Verhaltens der Verteilnetzregion der KW-Block nicht unterhalb seine technische Mindestleistung fällt.

In Abbildung 14 sind ergänzend noch die vorgenommenen Sollwertanpassungen für den Stationsregler ab dessen Aktivierung sowie die Reaktion des Wirkleistungsverhaltens der Verteilnetzregion dargestellt.

Abbildung 13: 2. Auszug des Verlaufes von Frequenz und Auflastung aus dem 2. hybriden Trainingsszenario

Abbildung 14 Sollwertanpassungen für den Stationsregler und Reaktion des Wirkleistungsverhaltens der Verteilnetzregion

Der Einsatz des Stationsreglers zur automatisierten Ausregelung einer Verteilnetzregion konnte demnach unter Trainingsbedingungen demonstriert und auf die operative Anwendbarkeit u.a. durch Übertragungsnetz- sowie Verteilnetzdispatcher hin getestet werden. Aufbau und detaillierte Bewertung des Stationsreglers sind im Kapitel ⇨„Stationsregler für den Verknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetz“ dargestellt.

4.3 Trainingssimulator Großstadt

Autoren: Udo Spanel, Alexander Bernhart; Hauptbeteiligte Projektpartner: DUtrain, DREWAG Netz, Universität Kassel, FAU, Fraunhofer IEE

In diesem Teilprojekt wurde der Aufbau einer Versorgungsinsel unter Berücksichtigung der operativen Betriebsführung an dem Beispiel einer reellen Großstadt demonstriert. Hierzu wurde das Versorgungsnetz der Stadt Dresden in dem notwendigen betriebsrealistischen Detailgrad in den DUtrain Trainingssimulator (siehe Kapitel ⇨„Trainingsumgebungen“) implementiert. Die Rolle der Betriebsführung wurde dabei von den jeweiligen beteiligten Unternehmen (DREWAG Stadtwerke, DREWAG NETZ, ENSO NETZ und 50Hertz Transmission) durch erfahrene Betriebsführer besetzt.
Es wurde gezeigt, unter welchen Randbedingungen ein städtisches Verteilnetz autark den NWA beginnen kann. Dabei wurde der Fokus, ergänzend zu den im Vorfeld in den Fallstudien erbrachten theoretischen dynamischen Simulationen zur technischen Realisierung, auf die Kommunikation und Koordination zwischen den beteiligten Leitstellen gelegt. Zusätzlich wurde das Verhalten von DEA zur möglichen Erhöhung des Versorgungsgrades bzw. Frequenzstabilisierung in dieser Versorgungsinsel untersucht.

Es wurden die bereits vorhandenen gemeinsamen NWA-Pläne der *DREWAG Stadtwerke*, *DREWAG Netz* und *ENSO Netz* am Trainingssimulator durchgeführt und erfolgreich validiert. Die NWA-Strategie hat sich unter betrieblichen Bedingungen als tragfähig erwiesen, unter der Annahme einer intakten IKT und der vollständigen Verfügbarkeit aller Betriebsmittel.

Abbildung 15 Verlauf des Aufbaus der Versorgungsinsel ohne dezentrale Einspeisung

Zum Schwarzstart der Versorgungsinsel wird ein Anfahreigenbedarf von ca. 3,5 MW für den zentralen Kraftwerksstandort benötigt, um eine von insgesamt drei verfügbaren 60 MW GTs (NAP 110 kV) zu starten.

Der Anfahreigenbedarf wird von einem nahegelegenen schwarzstartfähigen 10 MW HKW (NAP 20 kV) bereitgestellt. Für eine koordinierte Durchführung des Schwarzstarts, müssen dabei beide Kraftwerksstandorte sowie das 20 kV- und 110 kV-Netz kooperieren und miteinander kommunizieren. Die notwendige Koordination erfordert eine entsprechende Disziplin. Nachdem die erste GT gestartet wurde, wird diese auf ungefähr 50% ihrer Nennleistung (30 MW) belastet und anschließend eine zweite GT dazu synchronisiert (siehe Abbildung 15).

Nach erschöpftem Ausbau der Versorgungsinsel mit den zur Verfügung stehenden Gasturbinen wurde die Spannung zu zwei, dem Stadtgebiet naheliegende Windparks (7 MW und 20 MW), weitergeschaltet. Es wurde untersucht unter welchen betrieblichen Möglichkeiten die Windparks die Versorgungsinsel und den weiteren Ausbau unterstützen können.

Dabei zeigte sich, dass bei unzureichender Steuerbarkeit der Einspeiseleistungen und Leistungsgradienten der Windparks von einer zentralen Leitstelle aus, die gezielte Frequenzhaltung in der Versorgungsinsel in erheblichem Maße gefährdet werden kann. Die konventionellen Kraftwerke müssen in diesem Fall zusätzliche Regelleistung bereitstellen, um die wetterbedingten Einspeisefluktuationen der Windparks zu kompensieren. Somit entspricht der Zugewinn der für die Versorgung zur Verfügung stehenden Wirkleistung nicht zwangsläufig der Summe der Wirkleistungen der konventionellen Einheiten und der hinzugenommenen DEA. Eine weitere Schwierigkeit besteht in der Frequenzhaltung der Insel aufgrund der unterschiedlichen Leistungsgradienten. In dem im Abbildung 16 links gezeigten Beispiel gelten für DEA der unter normalen Bedingungen übliche Leistungsgradient von >200% P_{Nenn}/min sowie der übliche Wert für konventionellen Gasturbinen in Höhe von ~10% P_{Nenn}/min. Bei Leistungsabgabe der DEA kann die Ausregelung der Frequenz über die Gasturbinen nur verzögert erfolgen, was zu einer erheblichen Frequenzabweichung in der Insel führt.

Abbildung 16 Frequenzeinfluss unterschiedlicher DEA-Leistungsgradienten (links 200% P_{Nenn}/min, rechts 10% P_{Nenn}/min)

Werden die Leistungsgradienten der DEA an den gemittelten Gradienten der Gasturbinen angepasst (im Beispiel entspricht dieser Gradient ~10% P_{Nenn}/min, Abbildung 16 rechts) kann diese Frequenzabweichung deutlich reduziert und damit der erneute Schwarzfall der Insel aufgrund unzulässiger Frequenzwerte vorgebeugt werden. Weiterhin kann die vorzuhaltende Reserveleistung der Gasturbinen reduziert und somit die von den DEA bereitgestellte Wirkleistung in großem Maße für die weitere Versorgung verwendet werden.

Das Demonstrationsvorhaben wurde durch ausführliche Analysen und Simulationen in der Fallstudie „Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel“ sowie begleitende schutztechnische Untersuchungen vorbereitet.

4.4 Labordemonstration Windnetz

Autoren: Weiwei Shan, Friedrich Welck, Matthias Wecker; Hauptbeteiligte Projektpartner: Fraunhofer IEE

Zielstellung: Es wurde ein Regelungskonzept für WEA entwickelt und im Labor erprobt, mit dem Windparks in der Lage sind, bei hinreichender Windgeschwindigkeit Netzinseln aus dem spannungslosen Zustand aufzubauen. Das Regelungskonzept umfasst:

- Eine netzbildende Umrichterregelung nach dem Prinzip der virtuellen Synchronmaschine (VSM): Dieses Konzept wurde, basierend auf bekannten Verfahren für Batteriestromrichter, im Projekt „Transstabil-EE“ für den Einsatz in WEA weiterentwickelt und in den Laborumrichtern implementiert. Dies geht über den aktuellen Stand der WEA-Technik hinaus. Die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen für den Einsatz müssen weiter untersucht werden.
- In Projekt „Netz:Kraft“ wurde ein für den Schwarzstart und den stark gedrosselten Betrieb optimiertes Regelungsverfahren für die WEA entworfen: Dieses Konzept umfasst insbesondere die Anpassung der Drehzahlregelung und die optimierte Parameternachführung im Betrieb.

Für Details der Regelung siehe Technologieentwicklungen/ Modelle, Kap. ⇨“Windturbine als virtuelle Synchronmaschine“.

Abbildung 17 Übersichtsplan des Mittelspannungs-Labornetzes im Fraunhofer IEE Testzentrum SysTec für die Labordemonstration Windnetz

Versuchsaufbau: In Abbildung 17 ist der vereinfachte Schaltplan des SysTec-Labornetzes dargestellt. Der gesamte Test wurde im Inselnetz-Modus durchgeführt. Für die Simulation der WEA sind zwei Experimentalumrichter mit jeweils 90 kVA Nennleistung vorhanden. Diese sind über Transformatoren an ein Mittelspannungs-Versuchsnetz gekoppelt, an dem sich schaltbare Lasten und ein ebenfalls zuschaltbarer Diesel befinden. Zur Nachbildung der WEA kommt ein Beckhoff-Echtzeit-System zum Einsatz. Das WEA-Modell umfasst zur Bewertung der Lasten und des Regelverhaltens vereinfachte Nachbildungen der Aerodynamik (cp-lambda-Kennlinienfeld) und der Strukturdynamik (1. Turmschwingungs-Eigenmode und 1. Triebstrang-Eigenmode). Ebenso ist der für den Schwarzstart entwickelte WEA-Regler auf dem Echtzeit-Rechner implementiert. Dieser umfasst die Drehzahlregelung sowie eine Primärregelungs-Statik für die Frequenzhaltung. Die auf den Experimentalumrichter implementierte VSM erhält Wirk- und Blindleistungssollwerte. Das

WEA-Modell ist als per-unit-Modell normiert um eine einfache Skalierung auf das Labornetz zu ermöglichen. Die an der VSM gemessene Wirkleistung wird in ein Generatormoment umgerechnet und auf das WEA-Modell gegeben.

4.4.1 Schwarzstart eines Inselnetzes mit WEA

Im ersten dargestellten Versuch wurde ein Schwarzstart eines Windparks mit zwei WEA im Labor nachgestellt. In Abbildung 18 sind die gemessenen Zeitreihen für diesen Versuch dargestellt. Der oberste Plot zeigt die simulierte Windgeschwindigkeit. Diese liegt deutlich oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit bei hoher Turbulenz. Im zweiten Plot ist die Drehzahl der simulierten WEA dargestellt. Man erkennt das sequenzielle Hochfahren beider WEA aus dem Stillstand auf Nenndrehzahl. Bei t=140 s baut die erste Anlage mit Hilfe der real vorhandenen VSM die Spannung im Netz auf, wie im dritten Plot zu erkennen ist. Die zweite WEA synchronisiert sich bei ca. 155 s. Bei 195 s und 230 s werden jeweils verschiedenen große Lasten von 20 und 50 kW (entspr. 0,2 und 0,5 p.u. bezogen auf die Nennleistung der simulierten WEA) im Labornetz zu- und wieder abgeschaltet. Man erkennt, dass der Drehzahlregler der simulierten WEA trotz hoher angenommener Turbulenz bei stark gedrosselter Wirkleistung stabil arbeitet und auch die großen Lastsprünge im Netz in der Wirkung auf die Anlagendrehzahl gut kompensieren kann.

Abbildung 18 Simulierte Daten (Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl) und gemessene Daten (Spannung, Wirkleistung) für den Schwarzstart des Labornetzes mit zwei simulierten WEA

4.4.2 Betrieb von WEA als regelbare Last mit dynamischer Frequenzstützung im Parallelbetrieb mit konventioneller Erzeugung

In Abbildung 19 ist als zweiter Versuch der Parallelbetrieb einer simulierten WEA mit dem real vorhandenen Dieselgenerator gezeigt.

Durch die WEA wird eine schnelle Primärregelungs-Statik sowie eine virtuelle Massenträgheit zur Frequenzstützung realisiert. In der Messung wurde die Last zunächst schrittweise von 110 kW auf 90, 70, 50, 30 kW reduziert, so dass die WEA entsprechend der Statik in den motorischen Betrieb geht. Der Drehzahlregler

der WEA arbeitet auch im motorischen Betrieb stabil. Danach wird die Leistung in den gleichen Schritten wieder auf 100 kW erhöht. Man erkennt jeweils die transiente Frequenzstützung der VSM als positive oder negative Lastspitzen im gemessenen Wirkleistungsverlauf. Die Regelung der WEA stützt somit die Frequenz und kann den parallel laufenden Dieselgenerator stationär mit einer Mindest-Last beaufschlagen.

Abbildung 19 Simulierte Daten (Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl, Pitchwinkel) und gemessene Wirkleistung für den Parallelbetrieb der simulierten WEA mit dem realen Diesel

Fazit: Es wurde im Labor gezeigt, dass bei ausreichender Windgeschwindigkeit der Schwarzstart eines Netzbereiches allein mit WEA prinzipiell möglich ist. Ebenso können parallel laufende konventionelle Einspeiser hinsichtlich der dynamischen und statischen Frequenzhaltung unterstützt werden. Eine dafür geeignete Reglerstruktur für WEA und Umrichter wurde erfolgreich verifiziert.

Der Aufbau einer Hochspannungs-Netzinsel durch Windparks, deren einzelne Anlagen als virtuelle Synchronmaschinen betrieben werden, ist anhand realer Daten eines 110-kV-Netzabschnittes und der Windparknetze in der Fallstudie ⇨„Netzinsel Hochspannung, Lastknoten Sylt“ beschrieben.

4.5 Labor-Demonstration Batterienetz

Autorin: Maria Nuschke; Hauptbeteiligte Projektpartner: Fraunhofer IEE, Durchführung mit Unterstützung durch SMA

Kurzbeschreibung: Im Rahmen des Projektes NETZ:KRAFT wurde ein Micro-Grid-Controller (MGC) entwickelt, welcher im Schwarzfall des übergeordneten Stromnetzes sowohl den Versorgungswiederaufbau von einer Versorgungsinsel im Verteilnetz initiiert, koordiniert und überwacht als auch den anschließenden Inselbetrieb zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher bis zum Wiederaufbau des übergeordneten Netzes gewährleistet. Die Funktion des MGC wurde in einem Laborversuch demonstriert. Der Laboraufbau stellte hierbei ein Ortsnetz nach. Der schematische Aufbau des Ortsnetzes ist in Abbildung 20 dargestellt.

Abbildung 20 Schematische Darstellung Labornetzes

Das Ortsnetz besteht neben den Netzbetriebsmitteln aus Verbrauchern, welche aggregiert durch eine steuerbare Last nachgebildet werden, einem multifunktionalen PV-Batterie-Wechselrichter und einem Batteriewechselrichter. Dabei ist der PV-Batterie-Wechselrichter mit einer Ausgangsspannungs- und Frequenzregelung versehen und fungiert mit einem spannungseinprägenden Regelverfahren als Netzbildner. Daher wird der PV-Batterie-Wechselrichter hier zur Unterscheidung als Voltage-Source-Inverter (VSI) bezeichnet. Der Batterie-Wechselrichter ist kommerziell verfügbar und wird aufgrund seines stromeinprägenden Regelverfahrens als Current-Source-Inverter (CSI) bezeichnet.

In der Demonstration wurde der entwickelte MGC auf dem Außentestnetz des Laborgeländes SysTec mit einem stromeinprägenden Wechselrichter und einem digitalen Echtzeitsimulator zur Kommunikation über Ethernet verbunden. Der Echtzeitsimulator diente hierbei als Anlagensimulation des spannungseinprägenden Wechselrichters und wurde über das im Labor vorhandene Testnetzwerk elektrisch mit dem stromeinprägenden Wechselrichter verbunden. Die Labormessungen wurden gegen Simulationsergebnisse validiert.

Abbildung 21 Vergleich Simulation (Punkte bzw. gestrichelt) und Messungen aus dem Demonstrationsversuch (durchgezogen), Oben: PV-Einspeisung und Last, Unten: aktuelle Leistungen von VSI und CSI

Ergebnisse: In Abbildung 21 sind vergleichend die Ergebnisse aus der Simulation (Punkte, bzw. gestrichelte Linien) und die Ergebnisse aus dem Demonstrationsversuch (durchgezogene Linien) übereinander dargestellt. Im oben Teil der Abbildung sind mit PV-Einspeiseleistung und Last die Eingangsdaten abgebildet, im unteren Teil die aktuellen Leistungen von VSI und CSI.

Die Eingangsdaten liegen direkt übereinander. Die resultierenden Leistungen von VSI und CSI zeigen in Simulation und Labordemonstration wesentliche Übereinstimmung. Unterschiede sind auf in der Simulation nicht berücksichtigte Verluste des CSI- Ausgangsfilters und der Betriebsmittel zurückzuführen. Die generelle Funktionsweise konnte jedoch mit diesem Demonstrationsversuch nachgewiesen werden: bei Leistungssteigerungen reagiert der VSI zunächst nahezu unverzögert, der CSI folgt anschließend der Sollwertberechnung durch den MGC und entlastet damit den für den Betrieb notwendigen VSI. Einspeisungen aus Photovoltaik werden über den VSI in die Versorgungsinsel eingebracht und der CSI wird entsprechend geladen (negative Leistung).

Voraussetzungen:

- Vorhandensein von Batteriespeichern ausreichender Kapazität
- Netzbildende Regelverfahren für Batteriestromrichter
- Erneuerbare Energieanlagen, wie bspw. Photovoltaik können die überbrückbare Zeit im Inselbetrieb wesentlich erhöhen
- Steuerungseinheit zur Initialisierung, Koordination und Überwachung des Versorgungswiederaufbaus und des anschließenden Inselbetriebs
    - Vom Netz unabhängige Versorgung der Steuerungseinheit und deren Kommunikation
- Möglichkeit der Steuerungseinheit in die Leistungsabgabe und –aufnahme der EEA einzugreifen
    - Les- und schreibbare Kommunikationskanäle
    - Offene Interfaces zu den EEA und Batteriestromrichtern
- Angepasster Netzschutz
    - Öffnen des Netzschalters an der Übergabestelle zwischen der Versorgungsinsel und dem übergeordneten Netz im Falle eines Netzausfalles
    - Vermeidung von leerlaufenden Transformatoren, um die Batteriespeicher nicht zusätzlich mit Leerlaufverlusten zu belasten, ggf. Abschaltung über Logik
    - Anpassungen der Überstromzeitrelais aufgrund reduzierter Kurzschlussstrombeiträge aus EEA
    - Erweiterung des Schutzkonzeptes um logische Schalter, richtungsabhängige Stromrelais und Mehrgrößenbeobachtung

Siehe auch Fallstudie ⇨„Niederspannungs-Mikronetz mit Batterie“ und [Nuschke 2017], [Valov, Nuschke 2018a].

4.6 Feldtest landwirtschaftliches Arealnetz/ Inselnetzbetrieb mit Biogas-BHKW

Autoren: Daniel Hau, Wolfram Heckmann; Hauptbeteiligte Projektpartner: Fraunhofer IEE, ÖKOBIT, Unterstützung durch LWZ Eichhof

Im Rahmen des Projektes NETZ:KRAFT wurde für einen angenommen Netzausfall die Möglichkeit der Ersatzversorgung eines landwirtschaftlichen Betriebs durch das BHKW einer Biogasanlage geprüft. Als beispielhafter landwirtschaftlicher Betrieb wurde das Landwirtschaftszentrum (LWZ) Eichhof in Bad Hersfeld ausgewählt. Das LWZ ist eine Informations- und Bildungseinrichtung des Landesbetriebs Landwirtschaft

Hessen (LLH) für den ländlichen Raum. (https://www.llh.hessen.de/bildung/landwirtschaftszentrum-eichhof/).

In dem Feldtest wurden zwei Biogas-BHKW parallel in einer Netzinsel betrieben, wobei die landwirtschaftlichen Lasten durch eine Lastbank emuliert wurden. Das reale landwirtschaftliche Arealnetz wurde mit seinem Verbrauchsverhalten im Detail untersucht und Planungen für eine Auftrennung des Netzes zum tatsächlichen Inselnetzbetrieb mit den Biogas-BHKW durchgeführt. Die Analyse der elektrischen Netzstruktur am Eichhof und die Durchführung der Messungen umfassen:

- Leistungsmessung an den landwirtschaftlichen Verbrauchern des Landwirtschaftszentrums
- Kategorisierung der landwirtschaftlichen Verbraucher
- Leistungsmessung der an der Biogasanlage betriebenen Lasten
- Entwicklung und Erprobung eines Energiemanagements für die Lasten der Biogasanlage
- Lastgangmessung des BHKW auf einem Leistungsprüfstand mit Erdgasversorgung
- Einbindung des BHKW in Wärme-, Gas-, Stromnetz und Biogasanlagensteuerung
- Planung einer Netztrennung mit Schaltmöglichkeiten
- Umrüstung eines netzparallel betriebenen BHKW für den Netzparallelbetrieb mit dem netzbildenden BHKW
- Lastgangmessung des BHKW einzeln und im Parallelbetrieb mit Lastbank unter Realbedingungen im Biogasbetrieb

Die Verbraucher der Biogasanlage sind in Abbildung 22 dargestellt. Für ein Lastmanagement ansteuerbare Verbraucher sind insbesondere Rührwerke und Pumpen.

Abbildung 22 Übersichtsbild Verbraucher der Biogasanlage

Den laut Betriebsplan erwarteten und den tatsächlich gemessenen Wirkleistungsbedarf zeigt Abbildung 23. Dabei zeigt der Betriebsplan (rot dargestellt) die Summe der Nennleistungen der angesteuerten Prozessgruppe.

Die Grundlast der Biogasanlage ohne Zuschaltung von größeren Antrieben liegt bei ca. 0,8 bis 0,9 kW Wirkleistung, sowie 0,3 bis 0,4 kVAr Blindleistung. Bei Zuschaltung von Prozessgruppen müssen starke Lastsprünge bewältigt werden. Sowohl die geringe Grundlast als auch die Lastsprünge bilden im Inselnetzbetrieb eine Schwierigkeit. Daher wurde das Betriebsmanagement der Biogasanlage durch einen besonderen Modus für Inselnetzbetrieb ergänzt, mit dem einerseits die Mindestlast des BHKW gehalten und anderseits die maximalen Lastsprünge eingehalten werden können. Damit kann die Biogasanlage mit den BHKW im dauerhaften Inselbetrieb gehalten werden. Bei Zuschaltung externer Lasten können die internen Lasten der Biogasanlage zur Erhaltung der Mindestlast entsprechend reduziert werden.

Abbildung 23 Betriebsplan (rot) und Messungen (grau) der Leistungsaufnahme der Biogasanlage

4.6.1 Messung und Auswertung des Lastsprungverhaltens

Abbildung 24 Messaufbau BHKW Vermessung

Die BHKW mit Biogas wurden unter realen Bedingungen mit einem Lastenprüfstand unter Verwendung der Erkenntnisse aus der Leistungsmessung der Verbraucher am Eichhof vermessen. Der Messaufbau, die Durchführung und die Auswertung wurden gemeinsam durch Fraunhofer IEE, Ökobit, einem externen technischen Berater und der Fa. Enertec (BHKW-Hersteller) durchgeführt.

In Abbildung 24 ist der Messaufbau für den Inselnetz-Parallelbetrieb von BHKW et075 und BHKW et125 mit einer steuerbaren Lastbank als Einliniendiagramm dargestellt (Details zum BHKW siehe ⇨"Aufbau und Inbetriebnahme inselnetzfähiges BHKW"). Die BHKW wurden vom Netz getrennt und auf eine gemeinsame Sammelschiene in einem für den Demo-Betrieb gefertigten Schaltschrank mit den notwendigen Schutzeinrichtungen aufgelegt.

In Abbildung 25 ist das Lastsprungverhalten des netzbildenden BHKW (Nennleistung 75 kW) bei Betrieb mit Biogas für 15 kW-Lastsprünge exemplarisch dargestellt.

Abbildung 25 Lastsprungverhalten BHKE et75, Lastsprünge 15 kW, Leistungsfaktor 1

Zur Bewertung des Lastsprungverhaltens wurde die Klassifikation der Betriebsgrenzwerte nach DIN 6280-13 „Stromerzeugungsaggregate - Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren - Teil 13: Für Sicherheitsstromversorgung in Krankenhäusern und in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen" und ISO 8528-5 „Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets - Part 5: Generating sets" verwendet. Tabelle 4 enthält dazu die statischen Betriebsgrenzwerte und Tabelle 5 die dynamischen Betriebsgrenzwerte.

Tabelle 4 Statische Betriebsgrenzwerte

Statische Betriebsgrenzwerte		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
Ausführungsklasse		1	2	G1	G2	G3
Statische Frequenzabweichung [1)]	%	4	5	8	5	3
Frequenz Pendelbreite	%	0,5	2	2,5	1,5	0,5
Statische Spannungsabweichung	%	±1	±2,5	±5	±2,5	±1
[1)] Entspricht dem P-Grad						

Tabelle 5 Dynamische Betriebsgrenzwerte

Dynamische Betriebsgrenzwerte		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
Ausführungsklasse		1	2	G1	G2	G3
Dynamische Frequenzabweichung/ Ausgangsfrequenz [1)]	%	-	-	+18 -15	+12 -10	+10 -7
Dynamische Frequenzabweichung/ Nennfrequenz [2)]	%	±10	±10	+18 -15	+12 -10	+10 -7
Frequenzausregelzeit	s	-	-	10	5	3
Dynamische Spannungsabweichung	%	±10	+20 -15	+35 -25	+25 -20	+20 -15
Spannungsausregelzeit	s	4	4	10	6	4
[1)] ist die tatsächliche statische Frequenzabweichung [2)] für Gasmotoren sind größere Abweichungen zulässig						

Basierend auf dieser Eingruppierung wurden die einzelnen Messreihen durchgeführt und im Anschluss ausgewertet. Es wurden insgesamt 31 Lastsprungversuche mit den beiden einzelnen BHKW und im Parallelbetrieb durchgeführt, davon wurden in 18 Fällen die Kriterien nach ISO 8528-5 G1 nicht erfüllt.

Dabei muss beachtet werden, dass nach ISO 8528-5 auch die Festlegung von eigenen betrieblichen Anforderungen möglich ist (Ausführungsklasse G4). Daher stellt sich die Frage, ob im vorliegenden Applikationsfall Landwirtschaft unbedingt die in der ISO 8528-5 für G1/ G2 definierte Ausregelzeit bis zum „bleibenden Wiedereintritt“ der Frequenz in das statische Frequenzfenster (5/ 8 %) von maximal 5/ 10 s als Kriterium herangezogen werden muss. Bei der Versorgung unkritischer Betriebsmittel, wie sie in der Landwirtschaft üblich sind, könnten durchaus längere Ausregelzeiten akzeptabel sein. Dies ist im Einzelfall jedoch zu überprüfen. Voraussetzung ist, dass die während dieser Ausregelzeit noch vorhandenen dynamischen Frequenzabweichungen in einem vertretbaren noch näher festzulegenden Bereich nicht mehr überschritten wird und kein dauerhaftes Pendeln eintritt.

Die tabellarische Auswertung der Messungen ist im Anhang dargestellt.

Fazit Der Inselnetzbetrieb von Biomasse-Anlagen zur Überbrückung von Versorgungsstörungen ist möglich, wenn mindestens ein Generator der vorhandenen Biogas-BHKW regelungstechnisch für die Netzbildung ausgelegt ist und schwarzgestartet werden kann. Die Betriebsweise der Biomasse-Anlage muss für den Inselbetrieb angepasst werden, um die Einhaltung der elektrischen Mindest- und Höchstlast zu sichern und die möglichen Lastsprünge an das Vermögen der Generatoren im Inselnetzbetrieb anzupassen. Die Ausweitung der Eigenbedarfsinsel auf benachbarte, landwirtschaftliche Bereiche ist in Abhängigkeit der Schaltmöglichkeiten in diesen Netzbereichen und wiederum unter Beachtung der maximal zuschaltbaren Lasten

möglich. Die erreichbare Spannungsqualität kann von den geforderten Werten der öffentlichen Versorgung abweichen und die Zulässigkeit muss im Einzelfall bewertet werden.

5 Anforderungen und Empfehlungen zur aktiven Einbindung von erneuerbaren Energien in den Netzwiederaufbau und in Verteilnetzinseln

Autoren: Holger Becker, Christian Hachmann, Manuela Wunderlich

Aus den Demonstrationsvorhaben und Fallstudien wurden Empfehlungen zur Anpassung bzw. Weiterentwicklung für eine verbesserte Berücksichtigung von DEA beim NWA abgeleitet. Diese gliedern sich in die drei Bereiche ⇨„Infrastruktur/ Kommunikation“, ⇨„Koordination und Prozessgestaltung“ sowie ⇨„Anforderungen an Erzeugungsanlagen“.

5.1 Infrastruktur/ Kommunikation

Um eine optimale Integration von DEA für den NWA zu erreichen, ist eine schwarzfallfeste Anbindung von relevanten Anlagen an die Netzleitstelle auf Anforderung des NB erforderlich. Um die Handlungsfähigkeit der jeweiligen Netzleitstelle zu gewährleisten, sind in Abhängigkeit der Struktur des Netzes und der Art der mit dem Netz verbundenen Erzeugungsanlagen für den NWA relevante Anlagen zu bestimmen. Für die Betreiber der DEA ist eine entsprechende Verpflichtung zur Nachrüstung interner, schwarzfallfester Anlagen- und Kommunikationsstrukturen entweder verpflichtend einzuführen oder entsprechend anzureizen. Dieses gilt für DEA, denen beim Aufbau einer Netzinsel oder im weiteren NWA-Vorgang eine besondere Rolle zukommt (z. B. als Schwarzstarteinheit oder als Wind- oder PV-Park mit relevanter Nennleistung). Für andere Anlagen reicht es aus, wenn die Kommunikation mit Spannungswiederkehr kurzfristig und vor Beginn des Einspeisebetriebs zur Verfügung steht. Es ist, ggf. abhängig von der Netz- und Erzeugerstruktur in einem Netzteil, eine Anlagenleistung zu bestimmen, unterhalb derer keine Fernsteuerung notwendig ist. Dies betrifft hauptsächlich Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungsnetz.

Für eine Berücksichtigung von DEA in der NWA-Planung ist das Bereitstellen von notwendigen Statusmeldungen an die netz- und systemführende Stelle notwendig. Ein planmäßiger Einsatz von DEA wird durch entsprechenden Zugriff auf die Anlagen durch Fernsteuerung ermöglicht. Der Mindestumfang sollte sich an den heute zwischen den Leitstellen der ÜNB und Leitwarten von Kraftwerken auszutauschenden Meldungen und Anweisungen orientieren und falls notwendig erweitert werden. Um seitens der Netz- und Systemführung die Funktionen von vielen DEA kleinerer Leistung mit vertretbarem Aufwand zur Verfügung zu stellen, sind geeignete Aggregationsmethoden für Informationen bzw. Verteilungsmethoden für Anweisungen zu erstellen.

Folgende Meldungen sollten anlagenbezogen zur Verfügung gestellt werden:

- Status: Einspeisebereitschaft, Zeit bis Einspeisebereitschaft vorliegt.
- Verfügbare Leistung: Sofort-, Kurzfrist- und Mittelfrist-Prognose (Zeiträume für die nächsten 15 min, die nächsten 2 und die nächsten 6 Stunden sind für die Netz- und Systemführung hilfreich).
- Information über die Fähigkeit, die Frequenz bei spontanem Ungleichgewicht der Wirkleistungsbilanz im Netz zu stützen (z.B. schnelle Leistungs-Frequenz-Regelung oder virtuelle Trägheit).

Anmerkung: Bei direkt mit dem Netz gekoppelten Synchronmaschinen ergibt sich der Effekt (3. Punkt) aus der mechanischen Trägheit des rotierenden Maschinenteils. So lässt sich aus der Nennleistung der mit dem Netz synchronisierten Generatoren die Last abschätzen, die auf einmal problemlos zu einer Netzinsel zuge-

schaltet werden kann. Für DEA können aufgrund der Umrichtertechnologie solche Werte aktuell nicht angegeben werden. Für einen planmäßigen Einsatz muss eine entsprechende Quantifizierung entwickelt und angegeben werden.

Folgende Anweisungen sollten übergeben und entgegengenommen werden:

- Aktivierung / Deaktivierung NWA-Modus (⇨„Anforderungen an Erzeugungsanlagen“).
- Freigabe und Anforderung für die Wiederzuschaltung.
- Sollwerte für die Wirkleistung.
- Ggf. zulässige bzw. notwendige Leistungsgradienten (falls vom Standardwert 10 % P_n/min abgewichen werden soll).
- Ggf. Anpassung der Steigung für die P(f)-Kennlinie (falls vom Standardwert 10 % $P_{aktuell}$/Hz abgewichen werden soll)
- Ggf. Blindleistungseinspeisung / Blindleistungsfahrweise

5.1.1 Anlagen im Verteilnetz

EE-Anlagen mit Anschluss an das ÜN haben mit einer Nennleistung von mehreren 100 MW eine mit heutigen Kraftwerksleistungen vergleichbare Größenordnung. Sie sind i.d.R. direkt in die Leittechnik des ÜNB eingebunden und können somit sowohl in der Planung als auch im Einsatz direkt vom ÜNB berücksichtigt werden. Bei Anlagen mit Anschluss an das VN (110 kV und darunter) ist eine Berücksichtigung durch den ÜNB sowohl aufgrund der Vielzahl, netzspezifischen Gegebenheiten, organisatorischen Gründen als auch mangels leittechnischen Zugriffs, da sie sich außerhalb des Verantwortungsbereichs des ÜNB befinden, nicht praktikabel.

Hier übernimmt der VNB die Aufgaben der Koordinierung entlang der Kaskade sowie der Steuerung und Regelung von Anlagen mit Anschluss an das in seiner Verantwortung stehende Netz. Der VNB stellt vereinbarte, notwendige Informationen den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern sowie dem ÜNB zur Verfügung. Im Rahmen der Zusammenarbeit nimmt der VNB Anweisungen entgegen und setzt diese durch eigene Maßnahmen um, indem er diese entsprechend auf die einzelnen Anlagen verteilt. Dies kann die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch eine Vielzahl von DEA ermöglichen. Dabei sollten mindestens die Anlagen berücksichtigt werden, die sich unabhängig von Lasten zuschalten lassen. Das sind im VN üblicherweise Anlagen mit Anschluss an NE 3 (110 kV, eigenes UW) und NE 4 (eigener Abgang in einem HS/ MS UW). Bei Anlagen in unteren Netzebenen ist abhängig von der Anlagengröße eine leittechnische Anbindung oder die Möglichkeit der Vorgabe von Leistungssollwerten anzustreben.

Für DEA, die heute aufgrund ihrer Größe und hohen Anzahl nicht direkt ansteuerbar sind (überwiegend bei Anschluss an das Mittelspannungs- oder das Niederspannungsnetz, größtenteils PV-Anlagen) und die Ansteuerbarkeit für einen zuverlässigen NWA notwendig ist, muss zumindest die Möglichkeit der zyklischen unidirektionale Ansteuerung der DEA bei Spannungswiderkehr sichergestellt werden. Dies beinhaltet folgende Aspekte:

- Der Kommunikationsweg vom VNB zum Sender des unidirektionalen Signals (z.B. Rundsteuersender) sowie der Sender selbst müssen schwarzfallfest sein.
- Der Kommunikationsweg vom Sender zur DEA muss spätestens mit Wiederkehr der Netzspannung an der DEA funktionstüchtig sein. Diese Anforderung kann z.B. durch die TRA- oder EFR-Rundsteuerung erfüllt werden.

- Zur Sicherstellung des Empfangs eines Steuersignals zeitnah zur Wiederkehr der Spannung soll das Steuersignal zyklisch versendet werden.

5.1.2 Prognosedaten

Da die Leistungen von EE-Anlagen größtenteils direkt von den örtlichen Wind- und Sonnenverhältnissen abhängen und bei dem Netzwiederaufbau bzw. der Wiederversorgung sichere Leistungen benötigt werden, müssen für den gesamten NWA schwarzfallfeste und aussagekräftige Prognosedaten zur Verfügung stehen. Auf Grund des besonderen zukünftigen Stellenwerts von Prognosedaten sollte hier ebenfalls eine Abstimmung zwischen den ÜNB, den VNB und der Bundesnetzagentur bzgl. Mindestanforderungen stattfinden.

5.2 Koordination und Prozessgestaltung

5.2.1 NWA in reinen AC-Netzen

Um die Leistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen auf unteren Netzebenen (bei nicht vollständiger Fernsteuerbarkeit, insbesondere in der Niederspannung) berücksichtigen zu können, muss anhand von Informationen über installierte Leistungen und Anlagentypen in Verbindung mit Prognosedaten eine Abschätzung der erwarteten Einspeiseleistung zur Verfügung stehen, um beim Zuschalten von Netzteilen nicht nur die Zuschaltung von Last, sondern auch von damit verbundener Erzeugungsleistung berücksichtigen zu können. Bei volatiler Einspeiseleistung muss im Netz auf der Erzeugerseite ausreichend Regelleistung (welche heute hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wird) vorgesehen werden.

Beim Netzwiederaufbau sollten DEA nicht prinzipiell nachrangig zugeschaltet, sondern den Möglichkeiten und Notwendigkeiten entsprechend eingesetzt werden. Dafür müssen die grundsätzlichen Voraussetzungen hinsichtlich Infrastruktur, Kommunikation und Informationsbereitstellung umgesetzt sein (s.o.). Sofern die verfügbare Einspeiseleistung dem NB bekannt ist, und er innerhalb dieser Möglichkeiten den Einspeiseanlagen Wirkleistungssollwerte vorgeben kann, können DEA für die Lastversorgung und die schnelle Anpassung von Erzeugungsleistung zum Bilanzausgleich eingesetzt werden. Besitzen sie weiterhin Funktionalitäten um die Frequenz zu stützen (wie (schnelle) Primärregelung oder virtuelle Trägheit), und werden diese Informationen dem ÜNB entsprechend zur Verfügung gestellt, kann dieses bei der Planung berücksichtigt werden, wodurch auch größere Lasten mit einem Schaltvorgang zugeschaltet werden können und der NWA-Vorgang weiter beschleunigt wird.

An der Übergabestelle zwischen ÜNB und VNB muss gemeinsam eine funktionale Schnittstelle definiert werden, an der dem ÜNB die für Planung und Durchführung des NWA notwendige Informationen über den möglichen Einsatz und das Verhalten von DEA im unterlagerten VN zur Verfügung gestellt werden. Im Gegenzug muss der ÜNB in der Lage sein, Anweisungen an die entsprechenden VNB zu geben, die diese bei der Zuschaltung von Netzabschnitten berücksichtigen, an die einzelnen DEA verteilen und deren Einsatz koordinieren.

Bei der Einsatzplanung von DEA im VN ist eine Differenzierung nach Anlagen, die unabhängig von Lasten zugeschaltet werden können (i.d.R. Anschluss im HS-Netz (NE 3) und Anschluss in der MS mit eigenem Abgangsfeld im UW (NE 4)), und Anlagen im Netz, die nur zusammen mit Lasten zugeschaltet werden können (NE 5 – 7), geboten. Letztere lassen sich noch in ansteuerbare und nicht ansteuerbare Anlagen unterteilen. Für DEA im VN ergeben sich somit folgende Kategorien:

1) Anlagen, die unabhängig von Lasten zugeschaltet werden können
2) Anlagen, die nur zusammen mit Lasten zugeschaltet werden können, weiter differenziert in:

a) Ansteuerbare Anlagen
b) Nicht ansteuerbare Anlagen

Anlagen der ersten Kategorie sind gesondert zu betrachten. Für diese können der Leitstelle des VNB, sofern seitens der Anlagen und der Kommunikationstechnik die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind, der Anlagenstatus und bei Vorlage entsprechender Prognosen auch die verfügbare Leistung übermittelt werden. Ebenso können Wirkleistungssollwerte aus der Leitstelle vorgegeben werden (wie bei einem Kraftwerk in Leistungsregelung). So kann der Anschlussnetzbetreiber von diesen Anlagen schon vor der ersten Lastaufnahme Wirkleistung zur Lastversorgung und ggf. Blindleistung zur Spannungshaltung anfordern.

Anlagen der zweiten Kategorie sind in Netzabschnitten zusammen mit Lasten angeschlossen und können nicht unabhängig davon die Einspeisung aufnehmen. Jedoch ist es möglich, Abschnitte auch mit hohem DEA-Anteil als Lasten anzubieten, sofern dort kein nennenswerter Anteil nicht ansteuerbarer Anlagen (Kategorie 2b) installiert ist.

Bei der Vorgabe von zulässigen Austauschbändern zwischen ÜNB und VNB müssen neben den üblichen Lastwerten auch negative Werte (zulässige Rückspeisung) vorgegeben werden können. Gleiches gilt auch für zulässige Erzeugungsscheiben (mit einem Mal zuschaltbare Erzeugungsleistung). Sofern ein nennenswerter Anteil von PV-Altanlagen mit dem Netz verbunden ist (mehr als 2% der installierten Kraftwerksleistung), liegt die zulässige Erzeugungsscheibe bei 20% der zulässigen Lastscheibe, um deren Netztrennung bei 50,2 Hz zu vermeiden. Daraus folgt die Anforderung, dass Teilnetze mit hohem PV-Altanlagenanteil nachrangig zuzuschalten sind.

Anlagen der Kategorie 2a sollten Wirkleistungssollwerte vom Anschlussnetzbetreiber vorgegeben bekommen. So folgen sie nicht wie im normalen Netzparallelbetrieb dem volatilen Primärenergieangebot, benötigen somit keine Regelleistung und können durch Sollwertänderung bei Bedarf die Austauschleistung mit dem NB schnell und gezielt beeinflussen. Die möglichen Stellbereiche in der Erzeugungsleistung (durch Anlagen der Kategorie 1 und 2a) ist dem NB zu kommunizieren. Anlagen der Kategorie 2b speisen Wirkleistung nach Verfügbarkeit der Primärenergie ein und stellen somit neben der Last eine weitere Unsicherheit für die Netzleistung dar, für die entsprechend Regelleistung vorgehalten werden muss.

Um diesen Prozess handhaben zu können, muss auf Seiten der Verteilnetzbetreiber jederzeit für jeden einzeln schaltbaren Netzbereich (z.B. einen Mittelspannungsabgang) die installierte DEA-Leistung, aufgeschlüsselt nach Primärenergiequelle und Zuschaltverhalten (Anteil Altanlagen), bekannt sein.

Es wird weiterhin das strategische Ziel beim NWA bleiben, möglichst schnell Erzeugungsanlagen mit frequenzstützenden Funktionalitäten auf das Netz zu schalten, um die Netzfrequenz zu stabilisieren und damit die Leistung der mit einem Mal zuschaltbaren Last zu erhöhen. Dies ist für einen robusten Prozess und eine schnelle Wiederversorgung unabdingbar. Solange DEA diese Funktionalitäten nicht planbar bereitstellen, werden sie aus den genannten Gründen beim NWA nicht prioritär zum Einsatz kommen. Hier besteht Handlungsbedarf auf Richtlinienebene (s.u. ⇨“Netzwiederaufbau-Modus“).

5.2.2 Inselnetzaufbau im Verteilnetz

Für alle Teilnehmer welche aktiv in den Netzwiederaufbau bzw. in die Wiederversorgung integriert werden, sind Kommunikationseinrichtungen und -verbindungen erforderlich, die auch während des Blackout zur Verfügung stehen. Dies ist erforderlich zur Koordination des Netzinselaufbaus und zum Steuern und Regeln der Netzinsel. Dabei ist der Betrieb über eine Dauer von 72 Stunden sicherzustellen.

Die Einbindung von kleineren Schwarzstarteinheiten (z. B. auf Mittel- und Niederspannungsebene) ist prinzipiell möglich, allerdings ist der Netzwiederaufbau in solchen Fällen deutlich zeitaufwendiger, kleingliedriger und koordinativ anspruchsvoller. Überdies steht auf diesen Ebenen nach aktuellem Stand oft keine schwarzfallfeste Fernwirktechnik zum Messen und Schalten zur Verfügung, die dort aufgebaut werden muss, wo Inselnetzaufbau vorgesehen werden soll.

Der Betrieb von Netzinseln unter Nutzung von DEA bei hohem Anteil ungesteuerter Anlagen (insbesondere PV in der Niederspannung) ist hinsichtlich der Überfrequenz-Abschaltung (Trennung von 48 % der verfügbaren Leistung erst bei 51,5 Hz, dann aber schlagartig) kritisch. Hier müssen ggf. andere Kennlinien definiert oder besondere Kennliniensätze hinterlegt werden.

Beim Entkoppeln eines Netzbereiches vom Verbundnetz und Weiterbetrieb als Netzinsel ändert sich vor allem das vorhandene Kurzschlussniveau. Die DEA innerhalb der Netzinsel bilden die einzigen Fehlerstromquellen, deren Beitrag zum Kurzschlussstrom bei Stromrichtertechnologien üblicherweise nur gering über dem Nennstrom liegt. Für bestehende Schutzkonzepte ergeben sich durch den begrenzten Kurzschlussstrombeitrag und durch den möglichen Richtungswechsel der Fehlerstromflüsse insbesondere Herausforderungen bei der sicheren und selektiven Fehlererkennung und -isolation. Schutzkonzepte müssen für den Inselbetrieb überprüft und Schutzeinrichtungen ggf. erweitert werden.

5.2.3 NWA unter Verwendung von HGÜ-Strecken

HGÜ-Kopfstationen sind bei entsprechender technischer Ausführung (VSC-Technik) und geeigneter Regelung in der Lage, Teilnetze unter Spannung zu setzen und eine Netzinsel zu eröffnen, sofern das mit der anderen Kopfstation verbundene Netz unter Spannung steht. Die Möglichkeiten der Lastversorgung sind eng mit den Möglichkeiten des speisenden Netzes gekoppelt. Ist das Netz an der anderen Kopfstation noch unter Spannung und kann ausreichend Leistung bereitstellen (z.B. ein zum betroffenen Netzgebiet asynchron betriebenes Verbundnetz), so kann mit dem Netzaufbau kurzfristig und mit großer Robustheit begonnen werden. Die möglichen zuschaltbaren Lasten hängen von der Leistungsfähigkeit des speisenden Netzes ab. Dabei ist darauf zu achten, dass die Regelung der HGÜ-Kopfstation vor dem Zuschalten weiterer Kraftwerke im Wiederaufbaugebiet die Netzfrequenz nicht konstant hält (analog zu einem Kraftwerk in isochroner Drehzahlregelung) sondern abhängig von der Belastung einstellt, damit eine lastabhängige Leistungsaufteilung zwischen der HGÜ und den Kraftwerken ermöglicht wird.

Darüber hinaus wirkt bei der Lastaufnahme über der DC-Leitung und entsprechender Ausgestaltung der HGÜ-Kopfstationen die gespeicherte Energie dämpfend auf die Frequenz des speisenden Netzes, so dass bei entsprechender Verfügbarkeit einer HGÜ-Verbindung innerhalb eines NWA-Gebietes der DC-Pfad gegenüber dem AC-Pfad Vorteile bieten kann.

Anmerkung: Die bestehenden HGÜ-Verbindungen zwischen Skandinavien und Deutschland erfüllen diese technischen Voraussetzungen nicht.

5.2.4 Netzwiederaufbau mit Heizkraftwerken

Im Rahmen einiger Untersuchungen zeigte sich, dass ein Zusammenspiel aller Medien sichergestellt werden muss. Neben der IKT nimmt die Fernwärme als gesicherte Wärmesenke für KWK-Prozesse dabei eine wichtige Rolle ein. So gibt es bei KWK-Anlagen einen direkten Zusammenhang zwischen elektrisch eingespeister Leistung und Wärmeabnahme. Bei den Wärmenetzen besteht weiterer Konkretisierungsbedarf auf ihre Verfügbarkeit, Aufnahmefähigkeit (unter Beachtung jahreszeitlicher Abhängigkeiten) sowie Schwarzstartfähigkeit geprüft werden (Druckstöße, IKT, …).

5.2.5 Regulatorische Herausforderungen

Notwendig ist eine Anerkennung der gesonderten investiven und betrieblichen Aufwendungen aller integrierten Systeme, welche für den Netzwiederaufbau benötigt werden, sowohl beim ÜNB als auch beim VNB. Vor allem auf die Vorhaltung und Sicherstellung von Schwarzfallfestigkeit soll hier verwiesen werden. Weiterhin sollten auch die Schwarzstart- und die Inselfähigkeit regulatorisch gesondert anerkannt werden, weil sie die Grundvoraussetzungen für den NWA sind. Zu diesem Zweck werden gesonderte regulatorische Anreize für die Netzbetreiber (Capex und Opex) und gesetzliche Vorgaben für die Anlagenbetreiber benötigt.

5.3 Anforderungen an Erzeugungsanlagen

Aktuell existieren für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) auf Anlagenseite (Windparks / PV-Parks) keine Anforderungen, die eine für den Netzwiederaufbauvorgang optimale Fahrweise ermöglichen. Auch tragen DEA (Windenergieanlagen / PV-Wechselrichter) bei der Wiederaufnahme von Lasten nach aktuellen Anforderungen nicht zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei, weshalb ihr Einsatz beim NWA aktuell neben der Bereitstellung von Erzeugungsleistung keinen nennenswerten Vorteil darstellt. Daher erscheint ein gesonderter NWA-Modus sinnvoll, mit dem ein definierter Umfang von Funktionalitäten dezentraler Erzeugungseinheiten und –anlagen (von außen oder automatisch) aktiviert bzw. deaktiviert wird. Die beschriebenen Funktionalitäten wurden im Projekt „NETZ:KRAFT“ im Kontext des NWA untersucht. Ob und ab welchen Anteilen von DEA diese Funktionalitäten auch im Normalbetrieb sinnvoll oder notwendig sind, sollte weiter untersucht werden.

Nachfolgend sind Anforderungen an die entsprechenden Funktionalitäten aufgelistet. Die hier genannten Anforderungen sollten in die entsprechenden Netzanschlussregeln (VDE 41xx) einfließen.

- Automatisches Zuschalten sollte bei kommunikativ erreichbaren Anlagen vermieden werden. Bei nicht erreichbaren Anlagen muss zumindest eine Gradientenbegrenzung eingehalten werden (beides nach aktuellen Richtlinien bzw. Entwürfen bereits vorgesehen).
- Bei plötzlichem Lastwegfall wirken DEA stabilisierend (dieser Beitrag lässt sich noch verbessern)
- Derzeit kein Beitrag von DEA bei plötzlicher Lastzunahme/Erzeugungswegfall,
- Vorhaltung von Regelreserven (ähnlich PRL) wünschenswert. Siehe Vorschläge zum NWA-Modus.
- Dynamisches Verhalten von DEA im Bestand unzureichend festgelegt. Aktuelle Richtlinienentwürfe leisten hier Abhilfe.
- Verlässliche Lieferung von Blindleistung (24/7) ist zumindest punktuell wünschenswert. Insbesondere im Zusammenhang mit dem Blindleistungsbedarf unbelasteter Leitungen, wenn Anfahrenergie aus niederen Netzebenen geliefert werden soll. Im Idealfall kann sowohl ein Q-Sollwert als auch eine Q(U)-Kennlinie vorgegeben werden.

5.3.1 Netzwiederaufbau-Modus

Anforderung: Erzeugungsanlagen (EZA) müssen in einem gesonderten NWA-Modus betrieben werden können. In diesem werden im Vergleich zum Normalbetrieb geänderte elektrische Eigenschaften gefordert, welche nachfolgend beschrieben sind. Der NWA-Modus muss durch den Netzbetreiber per Fernwirktechnik aktiviert bzw. deaktiviert werden können. Ist eine Anbindung an die Leittechnik des Netzbetreibers nicht möglich oder nicht verhältnismäßig (z.B. bei kleinen PV-Anlagen in der Niederspannung), so wird der Modus automatisch nach Spannungsausfall aktiviert. Eine Deaktivierung erfolgt automatisch, sobald die Einheit aufgrund von geringem Primärenergieangebot den Einspeisebetrieb einstellt oder nach Verstreichen einer längeren Zeitspanne (z.B. 24 Stunden).

5.3.1.1 Funktionsumfang

5.3.1.1.1 Einspeiseleistung

Anforderung: EZA müssen in der Lage sein, vom Netzbetreiber über die Leittechnik Wirkleistungssollwerte entgegen zu nehmen. Bei entsprechend verfügbarer Primärleistung muss die Einspeiseleistung identisch mit dem Sollwert sein (Ausnahme: frequenzstützende Funktionalitäten, s.u.). Wird der NWA-Modus aktiviert und kann der NB Sollwerte für die Wirkleistung über Fernwirktechnik vorgeben, so liegt der Sollwert für die Einspeiseleistung bei 0 MW, bis vom NB ein anderer Sollwert vorgegeben wird.

5.3.1.1.2 Gradientenbegrenzung

Anforderung: Wenn der NWA-Modus aktiv ist, dürfen EZA die Einspeiseleistung nicht mit einem Gradienten größer als 10 % ihrer Nennleistung pro Minute ändern. Diese Anforderung gilt nicht für frequenzstützende Funktionalitäten (Änderung der Einspeiseleistung als Reaktion auf Frequenzänderungen). Sofern die Einspeiseleistung von einem volatilen Primärleistungsdargebot abhängt, sind geeignete technische Maßnahmen zu treffen, mit denen negative Leistungsgradienten größer als 10 % P_n/min soweit wie möglich vermieden werden.

5.3.1.1.3 Frequenzstützung

Anforderung: Wenn der NWA-Modus aktiv ist, müssen EZA in der Lage sein, die Netzfrequenz auch über einen längeren Zeitraum durch eine Anpassung der Einspeiseleistung gem. Abbildung 26 zu stützen.

Abbildung 26 Frequenzstützung mit 2 Zonen und kontinuierlicher Anpassung der Einspeiseleistung

Bei Nennfrequenz erfolgt die Einspeiseleistung gemäß NB-Sollwertvorgabe (bei einem Sollwert von 30 %P_{nenn} stellt sich die grüne Kennlinie ein). Die Steigung der Kennlinie beträgt bei Frequenzen kleiner 50,2 Hz standardmäßig -10 %P_{nenn}/Hz. Bei Bedarf kann eine andere Steigung gefordert werden (z.B. -20 %P_{nenn}/Hz, violette Kennlinie). Oberhalb einer Frequenz von 50,2 Hz wird die Steigung der Kennlinie derart angepasst, dass bei 51,5 Hz die Einspeiseleistung zu Null wird. Bei Frequenzänderungen sind die technisch schnellstmöglichen Anschwing- und Einschwingzeiten der Wirkleistung zu realisieren. Die Werte dürfen die Tabelle 6 genannten Zeiten nicht überschreiten.

Diese Fahrweise hat Vorrang ggü. anderen Vorgaben wie z. B. marktgetriebenen Sollwerten (z. B. durch Direktvermarkter) oder Erzeugungsmanagement. Bei hohen Überfrequenzen (Überschreitung von 50,2 Hz) ist die Wirkleistung linear bis auf null zu reduzieren (siehe Abbildung 26).

Anmerkung: Der Beitrag einer Anlage zur Frequenzstützung ist hier auf die Nennleistung P_{nenn} bezogen und unabhängig von der Einspeiseleistung (wie es heute bei konventionellen Kraftwerken auch der Fall ist), weil ein verlässlicher Beitrag im NWA-Prozess besonders wichtig ist. Auch ein Bezug zur aktuellen Eispeiseleistung ist möglich. Dann muss eine Information über die aktuelle Einspeiseleistung inkl. Kurzfristprognose im NWA-Prozess mitberücksichtigt werden.

Tabelle 6: An- und Einschwingzeiten bei frequenzbedingten Leistungsänderung (nach [10])

		Typ 1	Typ 2	
		Erzeugungsanlagen und Speicher	**Erzeugungsanlagen**	**Speicher**
Leistungserhöhung	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang ≤ 50 Hz	≤ 5 min für ein ΔP ≤ 20 % von $P_{b\ inst}$	≤ 10 s für ein ΔP ≤ 50 % von $P_{b\ inst}$	≤ 1 s für ein ΔP ≤ 100 % von $P_{b\ inst}$
	Anschwingzeit bei Frequenzrückgang ≥ 50 Hz	≤ 5 min für ein ΔP ≤ 20 % von $P_{b\ inst}$ *)		
	Einschwingzeit	≤ 6 min	≤ 30 s	≤ 10s
Leistungsreduktion	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg ≤ 50 Hz	≤ 8 s für ein ΔP ≤ 45 % von $P_{b\ inst}$	≤ 2 s für ein ΔP ≤ 50 % von $P_{b\ inst}$	≤ 1 s für ein ΔP ≤ 100 % von $P_{b\ inst}$
	Anschwingzeit bei Frequenzanstieg ≥ 50 Hz			
	Einschwingzeit	≤ 30 s	≤ 20 s	≤ 10s
*) Wenn eine vorangegangene Leistungsreduktion bei Überfrequenz ohne Anpassung des Primärprozesses (z. B. Feuerungsleistung) erfolgt ist, muss die anschließende Leistungserhöhung deutlich schneller erfolgen.				

5.3.1.1.4 Spannungshaltung

Im NWA-Modus findet die Blindleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Spannung an den Anlagenklemmen statt (Q(U)-Kennlinie). Als Standard gilt die in Abbildung 27dargestellte Kennlinie. Die Blindleistungseinspeisung erfolgt in Bezug zur vereinbarten Nennwirkleistung der Anlage (P_{av}). Aus der Leitwarte kann der aktuelle Sollwert für die Spannung ($U_{soll\ NB}$) über Leittechnik vorgegeben werden. Der Netzbetreiber kann anlagenspezifisch eine andere Steigung der Kennlinie vorgeben, sofern dieses aufgrund der Netzgegebenheiten notwendig ist.

Abbildung 27: Q(U)-Kennlinie für Erzeugungsanlagen

6 Fallstudien Übertragungsnetz

6.1 Unterstützung einer Schwarzstarteinheit durch einen Windpark, Anfahren Kraftwerk, Bereitstellung von Wirkleistung und Frequenzstützung

Autor: Holger Becker

Abbildung 28: Aufbau Netzinsel

Abbildung 29: Betriebsmodi Windpark

Simulation Im Rahmen dieser Fallstudie werden verschiedene Möglichkeiten der Unterstützung des NWA durch WEA bzw. WP untersucht. Der Fokus liegt hier auf der Stützung der Netzfrequenz durch Wirkleistungseinspeisung der WEA mit dem Ziel, eine schnelle Wiederversorgung zu ermöglichen und den Prozess zu beschleunigen. Um eine möglichst große Sensitivität von Änderungen der Wirkleistungsentnahme bzw. Wirkleistungseinspeisung zu erzielen und damit die relevanten Effekte zu verdeutlichen, wird eine typische Situation aus der frühen Phase eines NWA-Vorganges gewählt.

Den Simulationsaufbau zeigt Abbildung 28. Im oberen Teil dient ein Wasserkraftwerk (blau) als SSE in Drehzahlregelung, was Anfahrenergie für ein thermisches Kraftwerk (rot) liefert. Als kritischste Handlung beim NWA wird das Zuschalten der Speisewasserpumpe als größter Einzelverbraucher simuliert. Das klassische Vorgehen wird nun um eine aktive Rolle von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) erweitert: ein Windpark mit einer üblichen Nennleistung von 20 MW (gelb) hat die Möglichkeit, über das lokale Mittelspannungsnetz direkt auf die Eigenbedarfssammelschiene des Kraftwerks einzuspeisen. Dabei werden drei Varianten untersucht:

1. Keine Unterstützung durch den Windpark (Basis),
2. Windpark speist konstante Leistung gem. Sollwert durch Netzbetreiber (NB) ein (Abbildung 29, rot), die bei Bedarf auch Null MW sein kann,
3. Windpark stellt schnelle Frequenzstützung (Abbildung 29, grün) bereit.

Abbildung 30: Sprungantwort WEA

Die Bereitstellung von schneller Frequenzstützung wird dadurch erreicht, dass in Abhängigkeit der Frequenzänderung der Rotor kurzzeitig verzögert wird (Sprungantwort Abbildung 30).

Zum Zeitpunkt t= 0 s wird die Speisewasserpumpe zugeschaltet, die hier als direkt gespeiste Asynchronmaschine mit Stern-Dreieck-Anlauf modelliert ist. Um bei Unterfrequenz die Wirkleistung dauerhaft erhöhen zu können, muss der WP im Vergleich zum Windangebot die Einspeiseleistung begrenzen (angedrosselte Betriebsweise).

Ergebnis Die Simulationsergebnisse zeigt Abbildung 31. Im oberen Teil sind die Frequenzverläufe, im unteren die Verläufe der Einspeiseleistungen des WP für die Varianten 2 und 3 zu sehen. Eine konstante Einspeiseleistung des WP nach NB-Vorgabe entlastet zwar die Schwarzstarteinheit (SSE) statisch und ermöglicht so eine weitere Lastversorgung, zeigt aber keine Stützung der Frequenz bei Lastzuschaltung. Bei aktivierter PRL im WP erhöht sich die Einspeiseleistung mit dem zuschaltbedingten Frequenzeinbruch.

Abbildung 31: Frequenzverlauf und Leistung WP beim Zuschalten der Last

Fazit Per Sollwertvorgabe durch den NB können DEA gezielt Einspeiseleistung beim NWA bereitstellen. Durch zusätzliche Funktionen von WEA wie PRL (angedrosselter Betrieb) und virtueller Trägheit fällt der Frequenzeinbruch beim Zuschalten von Lasten geringer aus, wodurch die Gefahr eines automatischen

Lastabwurfes reduziert wird. Bei entsprechend ausgestalteter Anlagenregelung können WEA wie konventionelle Kraftwerke den Frequenzeinbruch beim Zuschalten von Lasten reduzieren und so einen aktiven Beitrag zur Beschleunigung des NWA-Vorgangs und zur Verkürzung von Ausfallzeiten leisten. Als Voraussetzung dafür muss eine entsprechend robuste, leittechnische Anbindung des WP an die systemführende Stelle erfolgen. Ebenso muss für den WP sowohl die mögliche aktuelle Einspeiseleistung als auch für einen Planungszeitraum von mehreren Stunden der prognostizierte Verlauf der verfügbare Einspeiseleistung an die systemführende Stelle übermittelt werden. Diese Fallstudie ist ausführlich in [Becker et al. 2016] beschrieben.

6.2 Unterstützung von Windparks im Verteilnetz für den Netzwiederaufbau aus dem Übertragungsnetz, Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung

Autor: Holger Becker

Simulation Im Fokus dieser Fallstudie stehen die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für den NWA im ÜN durch WP, welche im unterlagerten VN installiert sind. Anlagen mit Direktanschluss an das 110 kV-Netz können unabhängig von Lasten geschaltet werden und bieten daher eine besondere Flexibilität. Den Simulationsaufbau zeigt Abbildung 32.

Abbildung 32: Simulationsaufbau

Eine unkompensierte Leitung im ÜN wird unter Spannung gesetzt, um das thermische Kraftwerk mit Energie durch die SSE zu versorgen. Die Ladeleistung der leerlaufenden Freileitungen kann die Schwarzstartmaschine in die Selbsterregung treiben und damit zu einer Netztrennung zwingen. Um diesem vorzubeugen, wird aus dem VN durch gezielte Vorgabe von Blindleistungssollwerten an die WP am Umspannwerk (UW) die SSE in einen stabileren Arbeitspunkt (hier übererregter Betrieb) gebracht. Da die WEA nach Anforderung (VDE 4120) für die Blindleistungseinspeisung jedoch mit einer Mindestwirkleistung arbeiten müssen, werden im VN entsprechend Lasten zugeschaltet um eine Rückspeisung ins ÜN zu vermeiden.

Abbildung 33: Leistung von Schwarzstarteinheit und Verteilnetz am UW

Steuerbefehle

t = 0 s: WP1 P=0,1
t = 30s: Last 8 MW
t = 60s: WP2 P=0,1
t = 90s: WP1 Q=-0,1
t = 120s: WP2 Q=-0,1
t = 150s: Last 7 MW
t = 180s: WP1 P=0,2
t = 210s: Last 8 MW
t = 240s: WP2 P=0,2
t = 270s: WP1 Q=-0,4
t = 300s: WP2 Q=-0,4
t = 360s: Leitung
t = 390s: Pumpe

WP1: S_{base} = 50 MVA
WP2: S_{base} = 60 MVA

Abbildung 34: Spannungsverläufe im Übertragungsnetz

Ergebnisse Die Leistungsverläufe von SSE und VN auf der 400 kV-Ebene des UW zeigt Abbildung 33, auf der rechten Seite sind die Steuerbefehle an die WPs angegeben. Die Steuerbefehle sind hier aus Darstellungsgründen alle 30 s aktualisiert, in Realität wäre der Zeitabstand zwischen zwei Steuerbefehlen aufgrund von Signallaufzeiten und ggf. weiteren Einschwingvorgängen größer. Die Kurven der oberen Grafik zeigen eine Residuallast des Verteilnetzes zwischen fünf und 15 MW, weil ein Teil der Lasten bereits durch die WPs versorgt und damit die SSE entlastet wird (Bei dieser Entlastung muss der zulässige Arbeitsbereich beachtet werden!). Die Wirkleistungsänderungen des VN werden durch die SSE ausgeglichen. Durch den kontinuierlich steigenden Blindleistungsbezug des VN (gelbe Kurve) bewegt sich der Arbeitspunkt der SSE in einem übererregten und damit stabilen Bereich. So besteht beim Zuschalten der Freileitung (t= 360 s) genug Reserve, damit die von der zugeschalteten Leitung hervorgerufene Blindleistung die SSE nicht in einen kritischen Bereich zwingt. Die von der Pumpe benötigte Wirk- und Blindleistung wird beim Zuschalten (t= 390 s) durch die SSE bereitgestellt. Die Spannungsverläufe im ÜN bewegen sich gem. Abbildung 34 in unkritischen Bereichen.

Fazit Durch die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung durch WP, welche sich unabhängig von Lasten im VN zuschalten lassen, kann der NWA im ÜN unterstützt werden. Dazu müssen die Möglichkeiten im VN bekannt sein (auch Wetterprognose beachten) und dem ÜNB kommuniziert werden. Dieser hat in Abhängigkeit der Situation und Anforderungen im ÜN entsprechende Anweisungen hinsichtlich zulässiger Last- bzw. Einspeiseleistung sowie Höhe von vertretbaren Änderungen von Wirk- und Blindleistung zu tätigen, notwendig ist hierbei eine entsprechend koordiniertes Handeln von ÜNB und VNB. Diese Fallstudie ist ausführlich in [Becker et al. 2016a] beschrieben.

6.3 HGÜ-Systeme

6.3.1 Offshore-Windpark als Schwarzstarteinheit

Autor: Holger Becker

Aufgrund üblicher Leistungsbereiche von einigen hundert MW und der auf hoher See herrschenden Windverhältnisse sind Offshore-Windparks (OfWP) interessante Kandidaten für den Einsatz als SSE. Sie können eine Netzinsel aufbauen und als Ausgangspunkt im NWA Fall aus eigener Kraft fungieren. Derzeit sind OfWP mit HGÜ-Anbindung dazu nicht in der Lage und müssten bei Bedarf entsprechend ertüchtigt werden. Die regelungstechnischen Voraussetzungen sind in Kapitel ⇨„HGÜ-Systeme und ihre Regelung“ näher beschrieben. Die prinzipiellen Möglichkeiten und Voraussetzungen werden hier aufgezeigt.

Abbildung 35: Prinzipskizze Off-shore-Windpark und On-shore-Schwarzfallgebiet

Simulation Den prinzipiellen Aufbau zeigt Abbildung 35. Links ist der OfWP zu sehen, und die Anbindung an Land erfolgt über eine HGÜ-Strecke. Die Schwarzstartfähigkeit der HGÜ-Strecke mittels eines Notstromaggregats ist Voraussetzung und Stand der Technik. Um die AC-Netze unter Spannung setzen zu können, muss im Gegensatz zum Normalbetrieb bei beiden Konverterstationen (CS) ein netzbildender Betrieb möglich sein. Landseitige Laständerungen werden zunächst aus dem DC-Zwischenkreis ausgeglichen. Um die Leistungsbilanz der HGÜ-Strecke auszugleichen und damit DC-Spannung konstant zu halten, findet durch das Regelungskonzept im Offshore-Netz unter Beteiligung der Kopfstation und der einzelnen WEA eine indirekte Regelung der DC-Spannung statt. In deren Abhängigkeit wird die Frequenz im Offshore-Netz angepasst. Analog zur Primärleistungsregelung im Verbundnetz beeinflussen die WEA ihre Einspeiseleistung mit der Frequenz. So kann die Einspeiseleistung der WEA der Lastanforderung auf der Onshore-Seite folgen. In dieser Simulation wurde die Frequenz im Onshore-Netz konstant bei Nennwert gehalten (analog zu einem Kraftwerk in isochroner Drehzahlregelung). Im weiteren Verlauf ist darauf zu achten, dass die Regelung der HGÜ-Kopfstation vor dem Zuschalten weiterer Kraftwerke im Wiederaufbaugebiet die Netzfrequenz nicht konstant hält sondern abhängig von der Belastung einstellt, damit eine lastabhängige Leistungsaufteilung zwischen der HGÜ und den Kraftwerken ermöglicht wird.

Ergebnisse Auf der Landseite wird Anfahrenergie für ein thermisches Kraftwerk bereitgestellt. Zum Zeitpunkt t=0s werden zwei Pumpen mit je 8 MW Nennleistung zugeschaltet. In Abbildung 36 ist links der Verlauf der Pumpendrehzahl angegeben. In der mittleren Grafik ist zu sehen, dass die Leistung der Offshore-CS dem Leistungsbedarf der Onshore-CS nahezu unverzögert folgt. Dieses erfolgt durch Erhöhung der Einspeiseleistung durch die WEA als Reaktion auf den Frequenzeinbruch im Offshore-Netz. Wie rechts zu sehen ist, ruft die Laständerung eine Reduktion der DC-Spannung hervor, in Folge derer die Frequenz im Offshore-Netz ebenfalls abgesenkt wird. Entsprechende Windleistung vorausgesetzt, kann ein Offshore-Windpark

mit HGÜ-Anbindung prinzipiell als SSE für das Verbundnetz fungieren und Anfahrleistung für weitere Kraftwerke bereitstellen.

Abbildung 36: Lastzuschaltung im on-shore-Inselnetz

Fazit Ein Offshore-Windpark mit HGÜ-Anbindung kann prinzipiell als Schwarzstarteinheit für das Verbundnetz fungieren und entsprechend dem Windangebot Lasten an Land versorgen. So wird für den NWA aus eigener Kraft die Möglichkeit geschaffen, im Rahmen der wetterbedingten Verfügbarkeit, mit einer weiteren Netzinsel zu beginnen. Aktuell kann mit einer Leistungsverfügbarkeit von 10% der Nennleistung (Nennleistung aktueller Parks liegt bei rund 500 MW) für 80% der Zeit im Jahr gerechnet werden. Seitens der technischen Betriebsführung müssen dafür die Regelkonzepte der WEA sowie der beiden Konverterstationen für den Modus „Schwarzstarteinheit“ entsprechend erstellt und aufeinander abgestimmt werden. Bei aktuellen OfWP bedeutete dieses eine entsprechende Anpassung des Regelungskonzeptes. Diese Fallstudie ist ausführlich in [Becker et al. 2017] veröffentlicht.

6.3.2 Unterstützung NWA aus einem asynchronen Verbundnetz oder aus einer kleinen Netzinsel

Autoren: Holger Becker, Alev Akbulut

Für den NWA werden in Deutschland zukünftig auch Onshore-HGÜ Verbindungen innerhalb des Verbundnetzes zur Verfügung stehen. Damit stellt sich die Frage, ob zur Ausweitung einer Netzinsel der AC- oder der DC-Pfad Vorteile bietet. Hier findet ein Vergleich beider Varianten statt. Mittels dynamischer Simulation wird jeweils die Auswirkung einer Lastaufnahme auf die Netzfrequenz der speisenden Netzinsel und damit die Robustheit dieser Handlung untersucht. Den Versuchsaufbau für die Simulation zeigt Abbildung 37.

Abbildung 37: Vergleich: Erweiterung einer Netzinsel (Gebiet A zu Gebiet B) über einen DC- und einen AC-Pfad

Aus einer Netzinsel mit Schwarzstarteinheit (220 MW) und Last (80 MW) heraus soll in einem weit entfernten Gebiet über das ÜN eine große motorische Last (16,3 MW), beispielhaft die Speisewasserpumpe als die

größte Einzellast eines thermischen Kraftwerkes, angefahren werden. Es werden drei Varianten miteinander verglichen:

1. Die Last wird über eine AC-Leitung (hier 320 km Länge, rot dargestellt) angefahren
2. Die Last wird über eine HGÜ-Verbindung (orange dargestellt) angefahren
3. Die Last wird über eine HGÜ-Verbindung angefahren, die speisende Kopfstation wirkt über das Regelungsverfahren frequenzdämpfend auf die speisende Netzinsel (virtuelle Trägheit)

Bei Kopplung über die HGÜ (DC-Pfad) arbeitet die speisende Kopfstation im netzbildenden Betrieb, sie gibt unabhängig von der Belastung die Netzfrequenz vor und entnimmt die dazu benötigte Leistung aus dem DC-Zwischenkreis. Die als Gleichrichter arbeitende Kopfstation passt die aus dem Gebiet A entnommene Wirkleistung entsprechend an und regelt so die DC-Spannung auf den Sollwert. In der Standardvariante 2 geschieht dieses unabhängig von der Netzfrequenz. Bei Variante 3 wird die Netzfrequenz in Gebiet A von der Stationsregelung berücksichtigt, was bei Laständerungen über eine gezielte Beeinflussung der im Zwischenkreis gespeicherten Energie zu einer Dämpfung der Frequenz im speisenden Netz führt.

Das Blockschaltbild der Spannungsregelung in der als Gleichrichter arbeitenden Kopfstation zeigt Abbildung 38. Der Wirkstrom wird bei Variante 2 ausschließlich in Abhängigkeit der DC-Spannung geregelt. Bei Variante 3 hingegen wird zusätzlich die Ableitung der Frequenz gebildet und als Korrekturwert auf den Sollwert des Laststromes addiert (grün hinterlegter Teil), wodurch bei Laständerungen, unabhängig davon ob sie innerhalb der Netzinsel oder über die HGÜ hervorgerufen wurden, die Netzfrequenz durch gezielte Beeinflussung der über die DC-Leitung gespeicherten Energie gedämpft wird.

Abbildung 38: Blockschaltbild Regelung HGÜ-Gleichrichterseite

Ergebnis In Abbildung 39 ist der Frequenzverlauf als Folge einer Lastzuschaltung in Gebiet B für alle drei Varianten dargestellt.

Der Einfluss auf die Netzfrequenz ist bei Verwendung einer HGÜ-Verbindung geringer (gelbe Kurve) als bei der klassischen Erweiterung einer Netzinsel über eine AC-Leitung (rote Kurve). Durch gezielte frequenzdämpfende Funktionen in der HGÜ-Regelung findet sogar nahezu eine Entkopplung zwischen Lastaufnahme und Netzfrequenz statt (blaue Kurve). Analog zur Trägheit von elektrischen Maschinen wird hier die über DC-Leitung gespeicherte Energie mit dem Ziel einer Frequenzdämpfung gezielt beeinflusst. Jedoch wird bei HGÜ-Kopfstationen diese „virtuelle Trägheit“ über das Regelungskonzept ermöglicht und ergibt sich nicht wie bei elektrischen Maschinen über die direkte Kopplung von Netzfrequenz und Drehzahl aus der Physik heraus.

Fazit Hier konnten vorteilhafte Effekte bei der Lastaufnahme unter Verwendung einer HGÜ-Strecke gegenüber dem klassischen AC-Pfad gezeigt werden. Als Konsequenz kann der Netzwiederaufbauprozess an Robustheit gewinnen, wodurch sich mit jeder Schalthandlung größere Lasten zuschalten ließen, was den Vorgang beschleunigte und Ausfallzeiten reduzierte. Um dieses nutzen zu können müssen bei den Onshore-

HGÜ-Strecken die entsprechenden Regelungskonzepte implementiert werden. Die beim NWA unterstützenden Funktionalitäten sollten bei der Planung neuer HGÜ-Strecken mit berücksichtigt werden. Diese Fallstudie ist ausführlich in [Akbulut et al. 2017] veröffentlicht.

Abbildung 39: Frequenzverlauf in der Netzinsel bei Lastzuschaltung

6.3.3 Systemwiederherstellung mit spannungseinprägender VSC-HGÜ

Autor: Luis Pabon

Zur Durchführung von Vergleichsstudien wurde in der Simulationsumgebung DIgSILENT Power Factory das das „Nordic Test System“ implementiert und für dynamische Untersuchungen validiert. Außerdem wurden Modelle von spannungseinprägenden VSC-HGÜ-Stationen für EMT- und RMS-Untersuchungen entwickelt.

Es wurden Studien zum Vergleich der Leistungsfähigkeit des EMT- und RMS-Modells und zum Parallelbetrieb der HGÜ- und Drehstrom-Verbindung durchgeführt, außerdem Vergleiche verschiedener Ansätze zum Systemwiederaufbau.

Die Ergebnisse der folgenden Untersuchungen sind in Tabelle 7 zusammengefasst:

- Systemwiederaufbau mit konventionellen Kraftwerken im Vergleich mit HGÜ-Verbindung
  - Inbetriebsetzung einer Leitung/ Leitungsenergetisierung
  - Start eines großen Motors (Kesselspeisepumpe)
  - Hochfahren eines Kraftwerks/ Synchrongenerators
  - Lastaufnahme
- Vergleich der Ansätze untereinander und mit Feldtestdaten aus der Literatur
- Die Durchgeführten Felstests zeigen die Relevanz der simulierten Szenarien und der durch den Vergleich mit den Feldtestdaten erfolgt eine erste Plausibilisierung. Der Vergleich der simulierten Ansätze im Nordic Test System zeigt Vorteile insbesondere für beim „Start großer Motoren“ sowie beim „Hochfahren eines Kraftwerks“ bezüglich der Lastaufnahme/ stabiler Kraftwerksbetrieb, weil bei der Nutzung des HGÜ-Systems die Leistungsbilanzierung hierüber erfolgt. Voraussetzung ist, dass das über HGÜ asynchron angebundene Netzgebiet ausreichend stark ist.

Abbildung 40 Ersatzschaltbild des Nordic Test System mit integrierter HGÜ-Verbindung

Tabelle 7 Vergleich Systemwiederaufbau im Nordic Test System mit konventionellen Kraftwerken und HGÜ und mit veröffentlichten Feldtestdaten

Studie	Konventionelles Kraftwerk		HGÜ-System	
	Nordic Test System	Feldtest Berlin	Nordic Test System	Feldtest Estlink
Inbetriebsetzung einer Leitung	18 Mvar über 25 km Übertragungsleitung eingespeist. Erfolgreich in Betrieb gesetzt.	6 Mvar über 25 km Freileitung eingespeist. Erfolgreich in Betrieb gesetzt.	100 Mvar in Übertragungsleitung eingespeist. Leitung erfolgreich in Betrieb gesetzt.	100 Mvar über eine 200 km Leitung eingespeist. Leitung erfolgreich in Betrieb gesetzt.
Start großer Motoren/ Kraftwerkseigenbedarf	Die Schwarzstarteinheit kann zwei große Motoren (je 8 MW) und nachfolgend kleinere Motoren (3 MW) starten.	Ein Gaskompressor wird gestartet (ca. 5 MW). Das Anfahren weiteren Eigenbedarfs ist nicht detailliert.	Das HGÜ-System kann drei große Motoren anfahren (je 8 MW).	Lastaufnahme von 10 MW durch das HGÜ-System. Die Lastcharakteristik ist nicht detailliert beschrieben.

Studie	Konventionelles Kraftwerk		HGÜ-System	
	Nordic Test System	Feldtest Berlin	Nordic Test System	Feldtest Estlink
Hochfahren eines Kraftwerks	Das Kraftwerk kann nicht über 20 MW hochgefahren werden ohne zusätzliche Lastaufnahme.	Der Generator wurde entsprechend der Lastaufnahmetests hochgefahren.	Das Kraftwerk kann bis Nennleistung hochgefahren werden. Die Leistungsbilanz wird über das HGÜ-System aufrechterhalten, aber der Rotorwinkel ist sehr groß, weil das System nur leicht belastet ist.	Der Feldtest wurde nur bis zur Synchronisation des Kraftwerks durchgeführt.
Lastaufnahme	Maximale Laststufe: Schwarzstarteinheit (SSE) allein = 8 MW, SSE plus Kraftwerk = 25 MW	Maximale Laststufe: Schwarzstarteinheit (SSE) allein = 10 MW SSE plus Kraftwerk = = 35 MW	Gesamtlast des Verteilnetzbereichs (260 MW) in zwei Schritten aufgenommen.	Keine Lastaufnahme im Feldtest.

Mehr Informationen siehe Projektbericht im Anhang und [Pabon et al. 2017].

7 Virtuelle Kraftwerke

Autor: Sven Liebehentze

Im Projekt wurden verschiedene Untersuchungen zu den Voraussetzungen für die Verwendung von virtuellen Kraftwerken im NWA-Prozess durchgeführt. Der Einsatz ist dabei generell in einer späteren Phase des NWA wahrscheinlich, wenn bereits größere Netzbereiche wieder verfügbar sind.

7.1 Resiliente virtuelle Kraftwerke

Hintergrund Resilienz definiert die Fehlertoleranz eines technischen Systems und stellt den adäquaten Umgang mit Fehlern innerhalb des Systems in den Vordergrund. Bei der Integration eines virtuellen Kraftwerks in einem Netzwiederaufbauszenario, wie etwa im Anhang „Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus“ beschrieben, kann der Ausfall einer Teilkomponente des Systems ein erwarteter Zustand sein. Entsprechend muss die Berücksichtigung und Reaktion auf solche Ausfälle inhärenter Bestandteil des Systems sein.

Das System „virtuelles Kraftwerk“ (VK-System) ist ein verteiltes System (Definition siehe [14]). Das VK-System besteht potentiell aus den Bestandteilen Basissoftware, Datenbank, Schnittstellen zu SCADA-Systemen und weiteren Schnittstellen zu weiteren externen Systemen wie etwa Netzleitstellen, Prognosedienstleister oder Rechenzentren. Die Bestandteile können aufgrund von Redundanzanforderungen mehrfach im System enthalten sein und erhöhen somit noch den Grad der Verteilung. Es ist davon auszugehen, dass bei steigender Anzahl der Subsysteme der reguläre Zustand des Systems fehlerbehaftet ist und somit als regulärer Betriebsmodus angesehen werden muss. Aus diesem Grund ist es zwingend erforderlich, geeignete Maßnahmen für die Behandlung solcher Ausfälle zu ergreifen.

Abbildung 41 Virtuelles-Kraftwerk-System mit Schnittstellen

Betrachtungen Damit ein VK-System resilient ist, muss Resilienz in der Architektur des Systems berücksichtigt werden. Im Hinblick auf diesen Aspekt wurde eine resiliente Architektur eines VK-Systems erarbeitet, die für ein Stromausfallszenario passend ist und resiliente Pattern umsetzt (vergleiche [14]), siehe Abbildung 42.

Ein wesentlicher Architekturgedanke ist „Isolation“. Isolation beinhaltet den Ansatz, das System in möglichst unabhängige, möglichst autarke, Subsysteme zu zergliedern, um so Fehlerkaskaden zu vermeiden. Hiermit eng verknüpft ist das „Loose Coupling“, welches wiederum verschiedene Pattern beinhaltet mit dem Ziel der Entkopplung von Systembestandteilen. Um Isolation und Loose-Coupling schon durch das Systemdesign zu erzwingen, ist eine Microservice-Architektur denkbar (vergleiche [15]). Logische Komponenten eines VK-Systems werden hierbei als selbstständige Softwareservices mit eigener Persistenzschicht voneinander getrennt, dieses Pattern nennt man „Self-Containment“. Für ein Netzwiederaufbauszenario sind sicherlich eine SCADA-Control-Komponente und eine Primary-Control-Komponente, die zentrale Steuerbefehle und Anfragen für das gesamte VK verarbeitet, die systemkritischsten Bestandteile. Eine weitere wichtige Komponente ist die Forecast-Komponente, in der gerade in einem Ausfallszenario damit zu rechnen ist, dass der jeweilige Prognosedienstleister nicht mehr oder nur eingeschränkt erreichbar ist. Des Weiteren ist es sinnvoll eine Communication-Komponente für die Überwachung aller Kommunikationsverbindungen vorzusehen. Für alle diese sogenannten „Failure Units“ ist eine gesonderte Betrachtung hinsichtlich der Umsetzung geeigneter resilienter Pattern notwendig, es folgt eine Übersicht:

- **SCADA-Control-Komponente**
  - Asynchrone Kommunikation, Event-driven, Stateless (sofern das Kommunikationsprotokoll dies zulässt), Idempotenz, Circuit-Breaker
- **Primary-Control-Komponente**
  - Asynchrone Kommunikation (sofern dies durch das Netzleitstellensystem unterstützt wird), Event-driven, Idempotenz, Shed-Load
- **Forecast-Komponente**
  - Asynchrone Kommunikation, Event-driven, Stateless, Idempotenz, Circuit-Breaker
- **Communication-Komponente**
  - Asynchrone Kommunikation, Event-driven, Stateless

Abbildung 42 Resiliente Software-Design-Pattern (Quelle: https://www.codecentric.de/)

Neben geeigneten Patterns für jede Failure-Unit ist gerade in einem Ausfallszenario die Betrachtung von übergeordneten „Supervision“ Patterns sehr wichtig, um auf Fehlerszenarien auf Komponentensteuerungsebene zu reagieren. Für das betrachtete VK-System sollte ein Kommunikationsfehler innerhalb der SCADA-Control-, Primary-Control- oder Forecast-Komponente neben der Anwendung des Circuit-Breaker-Pattern auf der jeweiligen Failure-Unit-Ebene dafür sorgen, dass die Communication-Komponente gestartet wird, die die fehlerhaften Kommunikationsverbindungen dann ressourcenschonend überwacht. Sofern dies mit den äußeren Abhängigkeiten realisierbar ist, sollte die Komponente dies im Idealfall durch eine Aktivität des externen Systems geschehen. Falls dies nicht realisierbar ist, muss ein Polling mit einer hohen Abfragerate umgesetzt werden, um so schnell wie möglich auf die wiederhergestellte Verbindung zu reagieren und die anderen Komponenten zu benachrichtigen.

Fazit Durch strenge Trennung, wie etwa einer Microservice-Architektur, innerhalb der Basisarchitektur eines VK-Systems kann viel Resilienz allein durch das Systemdesign von vornherein gewährleistet werden. Eine detaillierte Betrachtung der Anwendung resilienter Pattern auf Komponentenebene ist wichtig und erhöht die Resilienz des Gesamtsystems. Erwartete Ereignisse wie etwa Kommunikationsausfall sollten in der Gesamtarchitektur berücksichtigt werden und adäquat auf der Supervision-Ebene integriert werden.

7.2 Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus

Hintergrund Für die Berücksichtigung von verschiedenen dezentralen Erzeugungsanlagen für ein NWA-Szenario ist mit der steigenden Anzahl EEA im Gesamtsystem langfristig auch die Erhöhung des Automatisierungsgrades bei NWA-relevanten Arbeitsschritten unausweichlich. Durch eine Use-Case-Analyse wurde untersucht, inwiefern aggregierende Regler wie etwa virtuelle Kraftwerke (VK) bei einem NWA unterstützen können.

Betrachtungen Hierbei wurde eine Bereitstellung von verlässlicher Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des NWA (Last-Wiederversorgung in Abbildung 43) betrachtet. Der Use-Case beschreibt wie ein virtuelles Kraftwerk in einzelne Arbeitsschritte im NWA-Prozess eingebunden werden kann. Für den Anwendungsfall wird vorausgesetzt, dass bereits Netzteile sowie die zu berücksichtigenden Energieanlagen wieder mit Spannung versorgt sind. Das virtuelle Kraftwerk kann dann für einen oder mehrere dezidierte Netzknoten einen Wirkleistungsfahrplan erbringen, um so die Phase der Last-Wiederversorgung zu unterstützen.

(Darstellung Fraunhofer IEE nach [13])

Abbildung 43 Phasen des Netzwiederaufbaus

Als Ausgangspunkt für den Use-Case dienten folgende Fragen

- Wie kann man durch die Ausnutzung bestehender Infrastruktur einen mittelfristigen Einsatz eines virtuellen Kraftwerks für den Netzwiederaufbau ermöglichen?
- Wie definiert man Verlässlichkeit für die Beherrschbarkeit fluktuierender Erzeugung in diesem Kontext?

Abbildung 44 Vereinfachte Darstellung der Use-Case-Akteure

Fazit Um auf bestehenden Strukturen aufbauen zu können, wurde der Fokus auf die Regelleistungsinfrastruktur und den assoziierten Anforderungen gelegt. Gründe hierfür sind zum einen, dass heute bereits Pool- und VK-Betreiber am Regelleistungsmarkt teilnehmen und zum anderen je nach Bereich hohe Anforderungen an die Systeme zur Erbringung von Regelleistung gestellt werden. Teile der Anforderungen sind auch für den Netzwiederaufbau notwendig. Hierzu zählen unter anderem Anforderungen an Reaktionen, Toleranzen, Redundanz und Zuverlässigkeit. Als Grundlage für die Betrachtungen wurden die Bestimmungen für Sekundärregelleistung zugrunde gelegt [16] , da diese die höchsten Anforderungen an die Genauigkeit der Leistungserbringung unter allen Regelleistungsarten beinhalten.
Für die Definition der Verlässlichkeit wurden Wirkleistungsquantilprognosen der Portfolien zugrunde gelegt. Mit Hilfe dieser Quantilprognosen kann ein Wirkleistungsfahrplanband mit einer definierten Sicherheit für die Netzknoten bereitgestellt werden. Auf Basis dieses Bandes prüft der ÜNB die Berücksichtigung des

virtuellen Kraftwerks beim Aufbauprozess. Nach einer Prüfung und Freigabe des beteiligten VNBs kann der ÜNB einen Wirkleistungsfahrplan beim virtuellen Kraftwerk abrufen.
Da das virtuelle Kraftwerk für den Use-Case netztopologische Daten benötigt, ist das VK nach [17] als ein Technical Virtual Power Plant (TVPP), welches in ein Commercial Virtual Power Plant (CVPP) eingebettet ist, einzuordnen.

Die vollständige Beschreibung des Use-Case ist im Anhang zu finden.

8 Fallstudien Versorgungsinseln im Verteilnetz

8.1 Schwarzstart eines Gaskraftwerks mittels eines in der Mittelspannung angeschlossenen Heizkraftwerks

Autor: Christian Hachmann; Hauptbeteiligte Projektpartner: Universität Kassel, DREWAG NETZ, FAU

Simulation: Zum Start des Gasturbinenheizkraftwerks (GTHKW) Nossener Brücke soll Anfahrenergie von einem kleineren Heizkraftwerk (HKW Nord) bereitgestellt werden, das seinerseits zur Schwarzstarteinheit ertüchtigt werden soll.

Das HKW Nord ist mit dem 110-kV-Netz durch einen 20-kV-Netzabschnitt verbunden. Zwei parallele 20-kV-Stränge verbinden das HKW Nord und das UW Dresden-Neustadt. Für den Schwarzstart soll der Abgang mit der geringeren Belastung benutzt werden. Die Belastung wurde anhand von Messwerten im Normalbetrieb und mit plausiblen Sicherheitsaufschlägen abgeschätzt. Dieses 20-kV-Netz verfügt aktuell über keine Schalttechnik, die ferngesteuertes Schalten aus der Leitwarte erlauben würde.

Derzeit ist einzig eine Versorgung der Lasten in einem einzigen Schaltvorgang möglich. Diese „harte“ Zuschaltung des 20-kV-Abschnittes führt zu extremer Belastung des Synchrongenerators und der Gasturbine.

Abbildung 45 Varianten für den Schwarzstartpfad

Zwei weitere Varianten für die Versorgung des GTHKW Nossener Brücke durch das HKW Nord wurden betrachtet, die in Abbildung 45 schematisch dargestellt sind:

- In der Variante 1 durch den 20-kV-Abschnitt zwischen dem Anschluss des HKW Nord und der 20-kV-Seite des Umspannwerks „Neustadt“ und den 110-kV-Abschnitt zwischen „Neustadt“ und „Nossener Brücke“.

- In der Variante 2 durch den 20-kV-Abschnitt „HKW Nord – Neustadt – Dresden-Mitte – Nossener Brücke“.

Abbildung 46 Frequenzverlauf für Variante 1b

Abbildung 47 Spannungsverlauf für Variante 1b

Für die Variante 1 wurden drei Alternativen untersucht:

- *Variante 1a:* Das „harte“ Zuschalten des gesamten 20-kV-Netzes zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt. Für diese Alternative wurde der komplette Netzabschnitt mit den dazugehörigen Lasten wiederversorgt. Diese Variante hat sich als nicht sicher umsetzbar herausgestellt.
- *Variante 1b:* Das sukzessive Zuschalten der 20-kV-Leitung zwischen dem HKW Nord und dem UW Dresden Neustadt. Für diese Untersuchung wurde angenommen, dass dieses Leitungssegment über

die notwendige Schalttechnik verfügt, was aktuell nicht gegeben ist (siehe Abbildung 46 und Abbildung 47).

- *Variante 1c:* Ein Hochfahrnetz zwischen HKW Nord und Nossener Brücke. Dazu wird das gesamte Netz zwischen HKW Nord und dem GTHKW Nossener Brücke rampenförmig unter Spannung gesetzt. Dieses Vorgehen ist mit angeschlossenen Lasten nicht durchführbar. Daher wurde für diese Alternative angenommen, dass die Ortsnetzstationen über die benötigte Schalttechnik verfügen, um alle Verbraucher von der Leitung zu trennen bzw. eine zusätzliche unbelastete Leitung zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt vorhanden ist.

Der Effekt von „Cold Load Pick-Up“ wird für die Wiederversorgung von Lasten dergestalt berücksichtigt, dass eine initiale Lasterhöhung um 100% und ein Abklingen mit einer Zeitkonstante von 10 Minuten angenommen wurden.

Ergebnis: Für das sukzessive Zuschalten hat sich herausgestellt, dass eine Aufteilung des Mittelspannungsabschnitts zwischen dem HKW Nord und dem UW Neustadt in fünf Segmente eine sichere Lastaufnahme erlaubt. Eine kleinteiligere Aufteilung würde die Lastscheiben weiter verringern und den Vorgang robuster machen. Für diese Optionen sind zusätzliche Fernwirktechnik oder ein manuelles Schalten im Mittelspannungsnetz vor Ort an den jeweiligen Stationen erforderlich.

Die Zuschaltung des gesamten Eigenbarfs des GTHKW Nossener Brücke in einem Schritt würde zu einem Frequenzeinbruch führen, der sich in der Nähe der kritischen Grenze von 47,5 Hz bewegt. In der Realität wäre allerdings eine kleinteiligere Zuschaltung möglich, was eine sichere Zuschaltung erlauben sollte, im Rahmen dieser Fallstudie jedoch nicht untersucht wurde.

Die Ladeleistung für die leerlaufende 110-kV-Leitung zwischen dem UW Neustadt und dem GTHKW Nossener Brücke kann vom HKW Nord aufgebracht werden. Durch entsprechende Konfiguration der Stufensteller kann der Blindleistungsbedarf weiter verringert werden.

Ein Hochfahrnetz mit einer Spannungsrampe stellt den sichersten Weg des Unter-Spannung-Setzens dar, weil auf diese Weise auch Inrush-Effekte vermieden werden können. Allerdings geht diese Variante mit dem größten Bedarf an zusätzlichen Betriebsmitteln und/oder Schaltmöglichkeiten einher.

Fazit: Grundsätzliche Herausforderungen beim Schwarzstart aus der Mittelspannungsebene zum Zweck der Bereitstellung von Anfahrenergie für Kraftwerke in der Mittel- und Hochspannungsebene, die in dieser Fallstudie herausgearbeitet wurden sind:

- In Mittelspannungsnetzen ist oft keine Fernwirktechnik vorhanden, die ausreichen würde um Lasten und Leitungen zu separieren. Das Zuschalten von Mittelspannungsleitungen geht daher oft mit dem Zuschalten von Lasten einher, die sowohl hinsichtlich des statischen Wirkleistungsbedarfs als auch hinsichtlich der dynamischen Belastung beim Zuschalten problematisch sind.
- Die Versorgung leerlaufender Hochspannungsleitungen aus dem Mittelspannungsnetz heraus bewirkt einen enormen Blindleistungsbedarf. Insbesondere in Kabelnetzen ist dies daher nur über vergleichsweise kurze Entfernungen möglich.

Eine nähere Beschreibung dieser Fallstudie findet sich im Anhang.

8.2 Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel

Autoren: Christian Hachmann, Benedikt Görig, Steffen Klinger; Hauptbeteiligte Projektpartner: Universität Kassel, Fraunhofer IEE, DREWAG NETZ, FAU

Simulation: Im Rahmen dieser Fallstudie wurden der Aufbau und die Aufrechterhaltung einer Großstadt im Inselnetzbetrieb untersucht. Der Fokus lag dabei auf dem Einfluss eines erheblichen Zubaus erneuerbarer Erzeugung und wie sie sich auf einen realen Netzwiederaufbauplan auswirken. Zu diesem Zweck wurden durch die DREWAG Betriebsmittel-, Energie- und Netzdaten der Stadt Dresden bereitgestellt.

Voraussetzung für die Simulationsuntersuchungen waren nicht nur Energiemengen, sondern auch Zeitreihen. Anders als die meisten Stadtwerke in Deutschland gehört die DREWAG zu den wenigen, welche für die Bilanzierung elektrischer Energiemengen anstatt des synthetischen das erweiterte analytische Verfahren verwendet. Das Besondere dabei ist unter Anderem, dass acht eigene Lastprofile zur Charakterisierung genutzt werden. Im Zusammenhang mit NETZ:KRAFT war es notwendig, das bestehende Messkonzept weiter zu entwickeln, sowie neue Messpunkte für den gesamten Zeitraum des Projektes zu errichten. Deshalb wurde ein neues Messkonzept entwickelt, erprobt und an 10 ausgewählten Standorten im Netz fest installiert. Die anhand dieser Messungen geschärften Profile wurden anschließend in den Simulationsuntersuchungen eingesetzt.

Der Ausgangspunkt der verschiedenen Untersuchungen war jeweils eine in Betrieb befindliche und erste Lasten versorgende Gasturbine. Darauf aufbauend wurde die Erweiterung der Netzinsel unter Zuhilfenahme zweier weiterer Gasturbinen und dem Einfluss dezentraler Erzeugung simuliert, wobei verschiedene Zubauszenarien [12] sowie Last- und Wettersituationen angenommen wurden.

Weiter gehen diese Untersuchungen davon aus, dass die gesamte Installation im Mittel- und Niederspannungsnetz erfolgt und die Erzeugung nicht über dedizierte Abgänge sondern stets gemeinsam mit Lasten angeschlossen ist.

Zugrunde gelegt wurde ein Zuschalt- und Frequenzverhalten der Erzeugungsanlagen gemäß der aktuellen Niederspannungsrichtlinie VDE AR-N 4105.

Darüber hinaus wurde für einzelne während des Netzwiederaufbaus zusätzliche angenommene Störungen (z.B. Schutzauslösung an einem HS/MS-Trafo mit einem daraus resultierende, schlagartigen Lastabfall) die Auswirkung möglicher anderer Parameter der P(f)-Kennlinie der PV-Einspeiser untersucht. Diese Untersuchung ist (anhand eines abgewandelten generischen Aufbaus) in [Hachmann et al. 2017] veröffentlicht.

Um die Simulation einer großen Anzahl von Varianten bzgl. Startzeitpunkt, Erzeugungs- und Lastverlauf sowie PV-Ausbau zu ermöglichen, wurde ein Simulationsmodell für die Entscheidungen des Netzführungs- und Kraftwerkspersonals entwickelt, das anhand von Leistungs- und Frequenzwerten die Zuschaltung weiterer Abgänge, die Synchronisation weiterer Gasturbinen sowie Änderungen von Leistungssollwerten der Turbinen vornimmt. Darauf aufbauend wurde jeweils die Ausdehnung der Netzinsel von einer ersten mit Minimallast laufenden Gasturbine auf alle für den Inselnetzbetrieb vorgesehenen Abgänge gemäß einer von der DREWAG unter Berücksichtigung betrieblicher Abhängigkeiten getroffenen Auswahl simuliert.

Betrachtet wurden dabei alle Kombinationen aus zwei PV-Tageszeitreihen und Lastverläufen an vier Typtagen, jeweils für Tage mit minimaler und maximaler Last im Sommer und im Winter für einen Beginn des NWA zu verschiedenen Uhrzeiten, gemäß der anhand von Messungen weiterentwickelten Profile.

Ergebnis: Für die PV-Ausbauszenarien wurde gezeigt, dass auch beim maximal erwarteten Zubau bei Einhaltung aktueller Netzanschlussrichtlinien die Auswirkungen auf den sicheren Betrieb der Netzinsel gering

sind. In keinem Fall bewirkte das Vorhandensein zusätzlicher dezentraler PV-Einspeisung eine Verletzung kritischer Spannungs- oder Frequenzgrenzen. Abbildung 48 zeigt exemplarisch den simulierten Verlauf der Einspeiseleistung der Gasturbinen sowie der dezentralen PV-Erzeugung für einen Inselnetzaufbau, der bei maximaler installierter PV-Leistung in der Mittagszeit eines wechselhaften Tages beginnt.

Abbildung 48 Zeitverlauf von Leistung und Frequenz während des Netzwiederaufbaus an einem wechselhaften Tag bei maximaler PV-Installation

Der Einsatz steuerbarer Lasten, wie etwa eines für die Erbringung von Primärregelleistung qualifizierten Elektrodenkessels, zur Verbesserung der Frequenzhaltung wurde ebenfalls untersucht. Hier konnte gezeigt werden, dass sich eine erhebliche Reduktion von Frequenzschwankungen, wie sie etwa durch fluktuierende Einspeisung verursacht werden können, möglich ist. Da das Versorgen einer solchen Last allerdings auf Kosten der für Verbraucher bereitstehenden Wirkleistung geht, zusätzliche Anforderungen an das Abführen der Wärme stellt und für den sicheren Betrieb der Netzinsel nicht erforderlich ist, wird diese Option im konkreten Fall jedoch nicht weiterverfolgt.

Fazit: Im untersuchten Fall ergeben sich selbst durch einen maximalen Zubau ungesteuerter PV-Anlagen keine grundsätzlichen Herausforderungen für Aufbau und Betrieb einer Netzinsel.

Maßgeblich dafür ist im Wesentlichen, dass die erwartete Erzeugungsleistung aus PV-Anlagen zu jedem Zeitpunkt stets deutlich geringer ist als die Last. Die Gradientenbegrenzung auf 10%/Minute stellt sicher, dass die sich beim Zuschalten ergebenden Leistungsänderungen die dynamischen Fähigkeiten von Kraftwerken, die die Zuschaltung der Last in den entsprechenden Abgängen ermöglichen, nicht übersteigen.

Möglichkeiten zur weiteren Ausdehnung der Netzinsel aufgrund von PV-Anlagen zur Verfügung gestellter Wirkleistung bestehen ohne Vorliegen von Einspeiseprognosen und insbesondere an wechselhaften Tagen nicht, da stets entsprechende Leistungsreserven der Gasturbinen bereitgehalten werden müssen.

Für starke negative Lastgradienten kann durch die P(f)-Statik von PV-Anlagen eine Verbesserung der Frequenzstabilität erreicht werden.

Weiterer Untersuchungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich der Wechselwirkungen zwischen elektrischem Netz und Fernwärmenetz. Das ausreichende Vorhandensein von Wärmesenken wurde in dieser Untersuchung ebenso vorausgesetzt wie die Verfügbarkeit schwarzfallfester Kommunikation zwischen allen beteiligten Akteuren und Betriebsmitteln.

Eine nähere Beschreibung dieser Fallstudie findet sich im Anhang G.

8.3 Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz

Autor: Christian Hachmann; Hauptbeteiligte Projektpartner: Universität Kassel, Fraunhofer IEE, MITNETZ STROM

Abbildung 49 Prinzip der Ausregelung eines Verteilnetzabschnittes mit steuerbaren EE-Anlagen

Simulation: Im Rahmen dieser Fallstudie wurde untersucht, wie die Flexibilität der erneuerbaren Erzeugung durch VNB genutzt werden kann, um eine möglichst genaue Einhaltung des mit dem ÜNB vereinbarten Austauschbands zu gewährleisten. Die Untersuchung knüpft an die Empfehlung aus einer ENTSO-E Studie an, aus der hervorgeht, dass das Management von DEA zur Sicherstellung eines Last-Erzeugung-Gleichgewichts während des NWA unter der Koordination eines ÜNB in der Verantwortung der VNB liegt. Die Herausforderung dabei ist, aggregierte Last- und Erzeugungsgradienten, die durch Wiederzuschaltungen sowie ungesteuerte DEA entstehen, beim Versorgungswiederaufbau durch Einsatz steuerbarer Wind- und PV-Anlagen auszugleichen. Das Prinzip ist in Abbildung 49 dargestellt:

Ein Verteilnetz-Bilanzregler erhält fortlaufend Messwerte vom Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz und erzeugt aus der Abweichung zwischen dem Messwert und dem vorgegebenen Sollwert neue Wirkleistungs-Sollwerte, die an die Wind- und PV-Parks übermittelt werden. Dabei wird die jeweils verfügbare Wirkleistung über einen begrenzten Zeitraum, basierend auf einer Prognose (Prognosehorizont), berücksichtigt und Informationen über den Regelspielraum der Einspeiseleistung von Wind- und PV-Parks als Entscheidungshilfe an die Leitwarte des VNB ausgegeben. Das Schaltleitungspersonal entscheidet dann auf dieser Grundlage über die Zuschaltung von Verteilnetzabgängen.

Für die Untersuchung wurde ein realer Netzabschnitt, bestehend aus einem Ausschnitt des Hochspannungsnetzes einschließlich eines dort angeschlossenen Wind- und eines PV-Parks sowie zwei Umspannwerken und den unterlagerten Netzen einschließlich der dort installierten EZA betrachtet. Für Last und Primärenergiedargebot wurden Wirkleistungszeitreihen aus dem Jahr 2014 herangezogen.

Ergebnis: Die Zuschaltung von MS-Abgängen und die Ausregelung mittels in der Hochspannung angeschlossener Wind- bzw. PV-Parks ist in Abbildung 50 gezeigt.

Nach Zuschaltung eines Abgangs wird unmittelbar die Last (blau) wirksam und kurz darauf durch die 110 kV-Erzeugung (rot) ausgeregelt. Zeitverzögert schaltet sich die MS/NS-Erzeugung (grün) des jeweiligen

Abgangs zu während der CLPU abklingt und die an Hochspannung angeschlossene Erzeugung entsprechend zurückgefahren wird. Die Austauschleistung mit dem Übertragungsnetz kehrt daher kurz nach den Schaltvorgängen wieder auf den Sollwert zurück.

Abbildung 50 Wirkleistungs-Zeitverlauf beim Zuschalten von Mittelspannungsabgängen und Ausregelung mit Wind-/PV-Parks in 110 kV (Wirkleistungs-Sollwert beträgt -4 MW)

Abbildung 51 zeigt für das 50%-Szenario, wie viel Last zu den verschiedenen Startzeitpunkten jeweils unter Einhaltung der Austauschleistung zum HöS-Netz versorgt werden kann, wenn die Bedingung beim Zuschalten eines Abgangs die Prognose ausreichenden Ausregelpotenzials für 3 h bzw. 6 h ist. Wenn die Anforderung an die gesicherte Ausregelbarkeit steigt (von 3 h auf 6 h), dann sinkt die versorgbare Last (in diesem Szenario von 5,4 MW auf 3,6 MW).

Abbildung 51 Wiederversorgung in 3 h für verschiedene Prognosehorizonte

Für die untersuchten Ausbauszenarien ergibt sich eine Steigerung der durchschnittlich versorgbaren Last von 2,8 MW (25%-Szenario) auf 7 MW (80%-Szenario). Abbildung 52 zeigt für die verschiedenen Ausbauszenarien jeweils die innerhalb von 3 h erreichbare Wiederversorgung.

Abbildung 52 Erreichte ausgeregelte Wiederversorgung in 3 h für verschiedene Ausbauszenarien

Fazit: Anhand einer simulativen Analyse wurde eine Möglichkeit aufgezeigt, den Netzwiederaufbau im Übertragungsnetz durch Ausbalancieren von Last und Erzeugung von Seiten eines Verteilnetzbetreibers zu unterstützen und zugleich eine gewisse Lastabdeckung zu gewährleisten. Insbesondere wurde die Abhängigkeit des Maßes, in dem dies möglich ist, von der Durchdringung erneuerbarer Erzeugung und von den Anforderungen an den Zeithorizont aufgezeigt. Vor diesem Hintergrund sollten Kriterien geklärt werden, mit denen die Zuverlässigkeit von Wiederversorgung unter Nutzung von DEA für Entscheidungen des Leitwartenpersonals bewertet werden kann.

Der für diese Fallstudie in einem vergleichsweise kleinen Netzgebiet untersuchte Ansatz ist grundsätzlich auf größere Netzgebiete mit mehreren Verknüpfungspunkten übertragbar.

Insgesamt wächst mit einem weiteren Zubau von DEA die Möglichkeit der Ausregelung der ungesteuerten dezentralen Erzeugung sowie der Lastschwankungen im Verteilnetz, insbesondere in Zeiträumen, in denen aufgrund einer hohen erwarteten Verfügbarkeit von Wind- und/oder PV-Einspeisung wenige konventionelle Kraftwerke einsatzbereit sind. Um einen zügigen Netzwiederaufbau zu ermöglichen, scheint in diesen Fällen die Einbeziehung der Erzeugung aus dezentralen regenerativen Quellen empfehlenswert.

Diese Fallstudie ist ausführlich in [Hachmann et al. 2018] beschrieben.

8.4 Netzinsel im Mittelspannungsnetz, Biogas/ PV/ Batterie

Autoren: Darío Lafferte, Alexander Klingmann; Hauptbeteiligte Projektpartner: Universität Kassel, Schleswig-Holstein Netz

Simulation: Im Rahmen dieser Fallstudie wurde der Aufbau und Inselnetzbetrieb eines realen 20 kV-Netzabschnitts durch eine Biogasanlage, eine dieselbetriebene, mobile NEA und dezentrale PV-Erzeugung untersucht. Darüber hinaus wurden ein starker Ausbau von PV-Erzeugung und ein möglicher Einsatz von Batteriespeichersystemen betrachtet, welche einen zukünftigen Beitrag von Elektromobilität darstellen. Demzufolge gliedert sich die Bearbeitung dieser Fallstudie in zwei Abschnitte.

Im ersten Teil der Untersuchung wird zunächst der Aufbau und Betrieb der Netzinsel im Kontext des aktuellen Netzzustands des realen MS-Netzabschnitts durchgeführt. Der Anteil installierter PV-Erzeugung liegt dabei unter dem der im Netz befindlichen Last. Für die durchgeführten Simulationsuntersuchungen wurde das frequenz- und spannungsabhängige Lastverhalten mit CLPU berücksichtig, zudem verhalten sich alle Erzeugungsanlagen gemäß der aktuellen Niederspannungsrichtlinie VDE AR-N 4105.

Abbildung 53 Aufbau der MS-Netzinsel

Abbildung 53 zeigt den prinzipiellen Aufbau der betrachteten Netzinsel. Die NEA ist am Anschlusspunkt einer Ortsnetzstation angeschlossen. Sobald diese schwarzgestartet wurde, erfolgt eine sukzessive Zuschaltung von Abgängen des Ortsnetzes. Ziel ist die Ausweitung der Netzinsel in Richtung Biogasanlage und deren anschließende Anbindung an das Inselnetz. Infolgedessen übernimmt die Biogasanlage die Führung der Netzinsel und damit die Frequenz- und Spannungsregelung. Im Parallelbetrieb beider Anlagen erfolgt die Zuschaltung eines weiteren Ortsnetzes. Ist die Ausweitung der Netzinsel abgeschlossen, wird die NEA durch Leistungssollwertänderung entlastet und es erfolgt eine Trennung vom Netz, sodass die Biogasanlage den Betrieb der Netzinsel eigenständig übernimmt.
Der zweite Teil dieser Untersuchung legt den Fokus auf einen starken Ausbau dezentraler PV-Erzeugung und die Integration von Batteriespeichersystemen, welche dem Netz PRL zur Verfügung stellen können.

Für die Ausgangssituation dieses Szenarios werden Teile eines Ortsnetzes bereits durch die Biogasanlage versorgt. Annahme dabei ist, dass bereits Teile des Inselnetzes erfolgreich durch die NEA aufgebaut wurden und sich diese getrennt hat oder sich die Biogasanlage im Eigenbedarf fangen konnte. Demzufolge erfolgt die Ausweitung des restlichen Inselnetzes lediglich durch die Biogasanlage und die Batteriespeicher. In diesem Szenario übersteigt die installierte Nennleistung der PV-Anlagen die Netzlast, sodass die Biogasanlage um eine gemischte isochron-droop-Regelung erweitert wurde, um die Mindestlast der Biogasanlage zu wahren.

Abbildung 54 f(P)-Kennlinie der gemischten isochron- droop-Regelung

Abbildung 54 zeigt die in dieser Untersuchung angewendete f(P)-Charakteristik der Biogasanlage. Das Nutzen der Wirkleistungs-Frequenzkennlinien der Erzeugungsanlagen, ermöglicht eine kommunikationsfreie Wirkleistungsaufteilung im Inselnetz und damit die Wahrung der Mindestlast der Biogasanlage.

Abbildung 55 Zeitlicher Verlauf von Leistung und Frequenz bei gegenwärtiger Netzausbaustufe

Ergebnis: Ein exemplarischischer Wiederaufbau der MS-Netzinsel, hinsichtlich der gegenwärtigen Netzausbaustufe, wird in Abbildung 56 dargestellt. Der Einfluss von dezentraler PV-Erzeugung wirkt sich in Bezug auf die aktuelle PV-Ausbaustufe positiv auf den NWA aus.
Grund dafür ist das in der VDE AR-N 4105 festgehaltene Anlagenverhalten. In der Frühphase des Wiederaufbaus führt die obligatorische Einhaltung der Wiederzuschaltbedingungen für eine Zeitdauer von mindestens 60 s, sowie die Gradientenbeschränkung bei Wiederzuschaltung dazu, dass die NEA ausreichend Last aufnehmen kann. Zusätzlich wirkt die PV-Einspeisung dem CLPU entgegen und bietet damit prinzipiell die Möglichkeit die Zeitdauer bis zur nächstmöglichen Abgangszuschaltung zu verkürzen.

Abbildung 56 zeigt einen exemplarischen Wiederaufbau unter der Annahme eines starken PV-Ausbaus und dem Einfluss von Batteriespeichern. Es ist zu beobachten, dass bereits während des Wiederaufbaus die Residuallast im Bereich der Mindestlast der Biogasanlage befindet. Die damit einhergehende Frequenzerhöhung bewirkt die Wirkleistungsreduktion der PV-Anlagen. Gleichzeitig bewirkt die P(f)-Regelung der Batteriespeicher, dass bei Überfrequenz Energie aufgenommen wird. Dies verhindert eine noch stärkere Abregelung der PV-Anlagen, sodass die PV-Einspeisung nutzbar für die Ladung der Speicher gemacht werden kann. Gleichzeitig wirken Batteriespeicher aufgrund der Bereitstellung von PRL netzstützend während des NWA.

Abbildung 56 Zeitlicher Verlauf von Leistung und Frequenz bei starker PV-Einspeisung

Fazit: Die in dieser Fallstudie durchgeführten simulativen Untersuchungen konnten zeigen, dass der Aufbau und Betrieb einer MS-Netzinsel durch eine NEA, BGA und dezentrale PV-Erzeugung erfolgreich durchge-

führt werden kann. Um den Aufbau und Betrieb der Netzinsel zu gewährleisten, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein: Zum einen muss die Biogasanlage fähig sein als Netzbildner zu arbeiten und ihren Eigenbedarf selbstständig versorgen zu können. Weiterhin muss die Netzinsel entweder fernwirksam angeschlossen sein, sodass Abgangs- und Leitungszuschaltungen automatisiert erfolgen können, oder es muss eine Bemannung aller schaltrelevanten Netzabschnitte stattfinden. Die anschließende Anbindung der Netzinsel an das Verbundnetz oder an weitere Netzinseln, kann über geeignete Parallelschalteinrichtungen erfolgen. Sind diese nicht vorhanden, muss die Anbindung über den Schwarzfall der Netzinsel mit anschließender Wiederzuschaltung erfolgen.

Ein PV-Ausbau ist bis zu dem Grad unkritisch, bis die Residuallast im Netz nicht mehr ausreichend groß ist, um die dauerhafte, minimale Leistung der NEA bzw. Biogasanlage zu decken. Die Nutzung der gemischten isochron- droop-Regelung an der netzführenden Maschine hilft, die Mindestlast der Maschinen zu wahren. Dabei können Energiespeichersysteme hilfreich sein, um die ansonsten abgeregelte Energie nutzbar zu machen.

Weiterführende Erläuterungen zu dieser Fallstudie sowie die Untersuchungen bezüglich des Schutzkonzepts der MS-Netzinsel ist [Lafferte et al. 2018] zu entnehmen.

8.5 Netzinsel Hochspannung, Lastknoten Sylt

Hauptbeteiligte Projektpartner: Schleswig-Holstein Netz, Fraunhofer IEE, Universität Kassel

Aufgrund des üblicherweise hohen Windangebotes in Küstennähe und des relativ dazu gesehen geringen Bedarfs, lassen sich Versorgungslücken durch Netzausfall in diesen Regionen ggf. mithilfe von Windparks überbrücken. Die Windparks bauen dazu eine Netzinsel auf, welche über die Hochspannungsebene einzelne Lastknoten versorgt. Um zu überprüfen, ob dieses Szenario realistisch ist, wird es auf einen real existierenden Netzabschnitt angewendet und simuliert. Es wird untersucht, welche Regler- und Hardwareanpassungen notwendig sind und ob die Rückwirkungen auf alle Betriebsmittel im zulässigen Rahmen bleiben.

8.5.1 Aufbau der Netzinsel

Autor: Friedrich Welck

Simulation: In der Fallstudie wird untersucht, ob Windenergieanlagen ein Inselnetz aufbauen können und damit über die Hochspannungsebene einen entfernten Lastknoten versorgen können.

Abbildung 57 zeigt den dafür untersuchten Netzabschnitt. Es handelt sich um die Windparks Emmelsbüll und Lübke Koog Ost, welche über Hochspannungsleitungen mit dem Umspannwerk (UW) Lübke Koog West verbunden sind. An dieses UW ist die Insel Sylt angebunden, welche die Last darstellt. Die WEAs der zwei Windparks sind mit netzbildenden Regelungen versehen (siehe Kap. ⇨“Windturbine als virtuelle Synchronmaschine“).

Der Netzabschnitt soll möglichst autonom und ohne Änderungen oder Erweiterungen der vorhandenen Hardware betrieben werden. Dafür teilen die Erzeuger die Lasten selbstständig über eine P(f)-Statik auf. Die manuellen Steuereingriffe aus der Leitwarte des zuständigen Netzbetreibers beschränken sich auf das Trennen des Netzabschnittes vom Verbundnetz, zwei Startsignale an die Windparks und das schrittweise Zuschalten des Transformators Lübke Koog West, der Leitungen nach Sylt und der Lasten auf Sylt.

Abbildung 57 Betrachteter Netzabschnitt mit Windparks, Umspannwerk, Erdkabel und Last

Ergebnisse: Zum Zeitpunkt t=0 ist der Netzabschnitt vom Verbundnetz getrennt und schwarz gefallen. Alle WEAs haben sich an ihrem 690V-Anschlusspunkt vom Netz getrennt. Die Netzanschlusspunkte der Windparks sind über die Hochspannungsebene verbunden, aber der Transformator im Umspannwerk Lübke Koog West ist abgetrennt. Der Windpark Emmelsbüll erhält das Signal zum Schwarzstart. Die erste WEA läuft hoch und baut die Spannung auf. Dafür muss sie von Beginn an die Leerlaufleistung aller Transformatoren in beiden Windparks und der Hochspannungsleitungen zwischen den Windparks decken, siehe Abbildung 58. Die erste WEA (blau) muss am Anfang alle Leerlaufverluste decken. Diese entsprechen etwa 15% der Nennwirkleistung und 17% der Nennblindleistung der WEA. Danach teilen sie sich gleichmäßig auf alle Anlagen auf.

Alle weiteren WEA starten versetzt und synchronisieren sich auf die jetzt vorhandene Netzspannung. Über die Wirk- und Blindleistungsstatiken verteilt sich die Leistung gleichmäßig auf alle Anlagen.

Abbildung 58 Wirk- und Blindleistungsverlauf an den Anschlusspunkten aller WEA beim Netzaufbau. Die erste WEA (blau) muss am Anfang alle Leerlaufverluste decken. Danach teilen sie sich gleichmäßig auf alle Anlagen auf.

Im nächsten Schritt wird der 50-MVA-Transformator des Umspannwerks Lübke Koog West zugeschaltet. Aufgrund des Inrush-Effekts müssen alle WEA kurzzeitig Ströme von ca. 60% ihres Nennstromes liefern. Nachdem der Transformator nicht mehr sättigt, wird das Erdkabel zugeschaltet. Weil dieses einen hohen kapazitiven Belag aufweist, wird dabei die Spannung kurzzeitig verzerrt. Im Anschluss erfolgt eine sukzessive Zuschaltung der Leitungsabgänge mit Jahresspitzenlast. Durch die lokalen P(f)-Statiken übernimmt jede

WEA einen Teil der neu hinzugeschalteten Last (siehe Abbildung 59). Es findet keine Kommunikation zwischen den WEA statt.

Abbildung 59 Wirkleistung und Frequenz an jeder einzelnen WEA während der vier Lastzuschaltungen

Die Spannungsüberhöhung durch das Erdkabel wird auf Sylt durch die vorhandene Kompensationsspule ausreichend ausgeglichen.

Fazit: Onshore-Windparks mit netzbildender Regelung können ein Inselnetz aufbauen und robust betreiben. Diese Netzinsel kann über die Hochspannungsebene verteilt werden und entfernte Lastpunkte versorgen. Die dabei auftretenden Belastungen durch Inrushströme und kapazitive Spannungsverzerrungen überlasten die WEA nicht. Zuschaltungen von Leitungsabgängen mit Jahresspitzenlast sind möglich. Jede Zuschaltung entspricht in diesem Szenario einem Lastsprung von ungefähr 8% der verbundenen WEA-Leistung (siehe Abbildung 59). Die Höhe der versorgbaren Last hängt dabei natürlich von der Wetterlage ab.

Um das untersuchte Netzgebiet wie in der Studie untersucht betreiben zu können, müssen die WEA für den netzbildenden Betrieb ertüchtigt werden. Dies bedeutet Modifikationen in der Umrichterregelung und der WEA-Regelung (vgl. ⇨"Labordemonstration Windnetz"). Die zuerst startende WEA muss schwarzfallfeste Kommunikation zum Parkregler haben und mit einem Energiespeicher (ca. 1 kWh) ausgestattet werden, um die Rotorblätter zum Starten in den Wind drehen zu können und den Umrichter-Zwischenkreis vorzuladen.

Ein Vorteil des untersuchten Betriebs ist, dass die Netzinsel auch ohne Last betrieben werden kann. Weitere Untersuchungen müssen klären, ob damit ein lastfreier NWA aus dem Verbundnetz realisiert werden kann, wenn mehrere solcher Netzinseln synchronisiert und zusammen geschaltet werden.

8.5.2 Wiederversorgung

Autor: Darío Lafferte

Auf der Insel Sylt befinden sich vier 60/15-kV-Umspannwerke. Der Verbrauch jedes UW wird mittels aggregierter Lasten auf der 15-kV-Ebene modelliert. Das Lastmodell berücksichtigt die Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Verbräuche. Das Lastverhalten berücksichtigt ebenfalls den CLPU-Effekt bei der Wiederzuschaltung (CLPU-Komponente: 100%, Zeitkonstante: 300 Sekunden). Der Verbrauch wurde durch Zeitreihen mit zufälliger Lastveränderung dargestellt. Jedes UW verfügt über vier Abgänge und jeder Abgang wird einzeln zugeschaltet. Der Skalierungsfaktor der Lasten und der Nennleistungsfaktor betragen 50% bzw. 0,9 induktiv. Dies stellt ein hartes Szenario hinsichtlich des Inselbetriebs für die Windparks dar. Die Verbrauchzentren in Sylt sind: Kampen (Spitzenlast: 17,2 MVA), Keitum (Spitzenlast: 11,3 MVA), Wes-

terland (Spitzenlast: 10,3 MVA) und Rantum (Spitzenlast: 10,3 MVA). Am UW-Keitum befindet sich eine Kompensationsspule an der 60-kV-Seite (Q pro Stufe: 1 Mvar; 18 Stufen).

Abbildung 60 Wiederversorgung: Wirkleistung gesamt und pro Abgang mit Cold-Load-Pick-up-Verhalten

Die Kompensationsspule stellt 6 Mvar zum Anfang des NWA-Prozesses bereit und wird im Laufe der Lastaufnahme gemäß dem Spannungsverhalten runtergestuft. Zudem wird der Stufensteller einiger Transformatoren während des NWA der Sylt-Lasten ebenfalls nach dem Spannungswert umgestuft. Der tiefste Spannungseinbruch beträgt 0,96 p.u. Insgesamt verursachen nur 5 Lastzuschaltungen einen Spannungseinbruch tiefer als 0,97 p.u. In Abbildung 60 werden die Lastzuschaltung mit CLPU-Verhalten pro Abgang, sowie die Gesamtlast und die Gesamterzeugung dargestellt.

Fazit: Die Untersuchungen zeigen, dass der Aufbau und die Wiederversorgung einer HS-Netzinsel durch Windparks als Netzbildner durchgeführt werden kann. Für die Durchführung des NWA-Prozesses wird eine Fernschalttechnik oder die Bemannung aller schaltrelevanten Netzabschnitte benötigt. Für die Synchronisierung der Netzinsel mit dem Verbundnetz oder mit einer weiteren Insel muss ein geeignetes Parallelschaltsystem vorgesehen werden.

8.5.3 Untersuchungen zum Netzschutz

Autorin: Maria Valov

Der Aufbau und der Betrieb der betrachteten Netzinsel erhöht die Versorgungszuverlässigkeit des Netzgebietes im Falle eines Blackouts. Dabei soll die Schutztechnik auch im Inselbetrieb weiterhin gewährleisten, dass die Auswirkungen von Fehlern minimiert werden. Deshalb gehörte es ebenfalls zu den Zielen der Fallstudie, die Netzinsel bezüglich der schutztechnischen Aspekte zu analysieren und zu bewerten. Für die Schutzanalyse und -bewertung wurde als Rahmen festgelegt, dass das Potenzial der in der Netzinsel verfügbaren Schutzgeräte soweit wie möglich ertüchtigt und gleichzeitig die Schutzkriterien (Sensitivität, Schnelligkeit, Selektivität) berücksichtigt werden sollten. Basierend auf den Ergebnissen wurden anschließend mögliche Anpassungsoptionen für das Schutzkonzept vorgeschlagen.

Abbildung 61: Betrachteter Netzabschnitt mit verfügbaren Schutzsystemen, Anregefunktionen und Signalvergleichsschutz (Freigabeverfahren mit Zusatz für schwache Einspeisung)

Die Ausgangsbasis für die simulationsbasierten Schutzuntersuchungen bildete der real existierende Netzabschnitt aus Abbildung 57. Dafür wurde ein Netzmodell der Versorgungsinsel erstellt und mit Relaismodellen sowie Schutzeinstellungen erweitert. Die Modelle basierten dabei auf realen Daten der Betriebsmittel und der in diesem Netzabschnitt eingesetztem Schutzkonzept. Für nicht bekannte Schutzeinstellungen wurden Annahmen gemäß der klassischen Schutzkonzepte getroffen. Eine schematische Darstellung des Netzabschnitts mit vorhandenen Schutzgeräten und zum Einsatz kommenden Schutz- sowie Anregefunktionen ist in Abbildung 61 zu sehen.

Im Inselbetrieb wird das Netzgebiet ausschließlich über zwei Windparks versorgt. Diese Windparks sind jeweils im Stich angeschlossen (Mehrbein-Stromkreis), und zwar an eine der 110 kV-Parallelleitungen zwischen zwei Umspannwerken. Um eine Schnellauslösung der Parallelleitungen zu ermöglichen, wird bei den Distanzschutzgeräten ein Signalvergleichsschutz basierend auf dem Freigabeverfahren und zusätzlicher Echoschaltung für schwache Einspeisung verwendet. Auch die Stichanschlüsse sowie die Leitungen zu den MS-Netzen sind mit Distanzschutz ausgestattet. Somit kommt in der HS-Ebene dieser Netzinsel durchgehend der Distanzschutz als Leitungsschutz zum Einsatz. Die Anregeverfahren der einzelnen Schutzgeräte weisen jedoch Unterschiede auf und umfassen die Anregekriterien Überstrom, Impedanz sowie Unterimpedanz. Die Schutzuntersuchungen erfolgten anhand von simulierten Kurzschlussereignissen, wobei neben der Variation der Fehlerart und des Fehlerortes zusätzlich die Höhe der Kurzschlussstrombeiträge aus den Windparks durch Betrachtung verschiedener Energiewandlungstechnologien (doppeltgespeister Asynchrongenerator, Vollumrichter) variiert wurde. Aus schutztechnischer Sicht stellt die Mehrbeinkonstellation des betrachteten Netzabschnitts eine besondere Herausforderung für den Leitungsschutz im Inselbetrieb dar. Im Inselbetrieb bilden die Windparks die einzigen Einspeisepunkte und damit im Falle eines Kurzschlusses innerhalb der Netzinsel die einzigen Fehlerstromquellen. Dadurch kommt es im Vergleich zum Verbundbetrieb zu einer signifikanten Änderung in Betrag und Richtung der Fehlerstromflüsse, wodurch Probleme bei der Erkennung von Fehlern auf den Parallelleitungen auftreten. Obwohl in den Distanzschutzgeräten dieser Leitungen die Anregung durch das Impedanzkriterium erfolgt, welches unabhängig vom Kurz-

schlussleistungsniveau arbeitet, regen die Schutzsysteme für mehrere Fehlerorte auf den Parallelleitungen nicht an. Die Anregeproblematik ist dabei auf den Richtungswechsel der Fehlerstromflüsse im Inselbetrieb zurückzuführen, wodurch die von Schutzsystemen gemessenen Ströme bei der voreingestellten Richtungsbestimmung die Mindeststromanregeschwelle nicht erreichen.

Zur Entwicklung eines Lösungsvorschlags muss abgewogen werden, welche Anforderungen an das Schutzkonzept innerhalb der Netzinsel vorherrschen. Besteht weiterhin (wie im Verbundbetrieb) die Anforderung, die HS-Leitungen parallel und gekoppelt zu betreiben, und im Fehlerfall in Schnellzeit abzuschalten, so stellt die Ertüchtigung der vorhandenen Signalübertragung einen Lösungsansatz für die beschriebene Problematik dar. Im Normalbetrieb wird bei den Distanzschutzgeräten am Ende der langen Parallelleitungen mit schwacher Einspeisung die Echofunktion mit Auslösung (Echo+Aus) genutzt, um bei einem Fehler in der Schutzzone eine schnelle Auslösung beider Leitungsenden zu ermöglichen. Durch den Wegfall des übergeordneten Netzes gibt es jedoch keine eindeutige Unterscheidung mehr zwischen einem Ende mit einer starken und einer schwachen Einspeisung. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Aktivierung der Echofunktion in Schutzgeräten an beiden Enden der Parallelleitungen einen höheren Grad an Anregesicherheit bietet und zur Verbesserung der Fehlererkennung sowie –abschaltung führt. Werden die Parallelleitungen in der Netzinsel an einem Hauptende (rechts) offen betrieben, so kann als Signalvergleichsschutz die direkte Schaltermitnahme zu den einspeisenden Stichenden erfolgreich angewendet werden. Weiterhin tritt im Inselbetrieb ebenfalls eine Anregeproblematik bei Distanzschutzgeräten mit Überstromanregung auf, die durch das Absinken der verfügbaren Kurzschlussleistung bedingt ist. Diese Problematik wird durch den Einsatz von Vollumrichtern verstärkt, dessen Kurzschlussstrombeitrag aufgrund der Strombegrenzung stark limitiert ist. In dieser Betrachtung kann die Anregesicherheit der Distanzschutzgeräte durch das Umschalten des Anregeverfahrens z.B. auf Unterimpedanzanregung gesteigert werden. In unterlagerten MS-Netzen reduziert sich die verfügbare Kurzschlussleistung beim Betrieb der Netzinsel mit Vollumrichtern nur geringfügig im Vergleich zum Verbundbetrieb, da relativ hohe Transformatorimpedanzen dazwischenliegen. Nichtsdestotrotz ist die Auswirkung auf die Schutzsysteme in der unterlagerten Netzebene nicht völlig aufgehoben. Da an den MS-Abgängen klassischerweise UMZ-Schutzgeräte mit Einstellungen für den Verbundbetrieb installiert sind, kann dessen auf Überstromdetektion basierende Arbeitsweise im Inselbetrieb beeinträchtigt werden. Die Auswirkungen auf die unterlagerten Schutzeinrichtungen müssen somit überprüft und ggf. angepasst werden.
Die vorgestellten Lösungsansätze zeigen Optionen zur Anpassung der bestehenden Schutzverfahren und –konzepte für den Betrieb der untersuchten Netzinsel auf. Gewiss kann das Schutzkonzept gemäß den Anforderungen des Netzbetreibers für diese kritische Situation beliebig komplex gestaltet werden. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die in der betrachteten HS-Netzinsel verfügbaren Schutzsysteme mit ihren aktuellen Einstellungen weitgehend geeigneten Kurzschlussschutz gewährleisten. Nichtsdestotrotz bedarf das Schutzkonzept einiger Anpassungen, um die Anregesicherheit, Fehlererkennung und –abschaltung zu verbessern. Die Thematik der Synchronisation von Netzinseln wurde in diesem Zusammenhang nicht betrachtet und weist noch einen Forschungsbedarf auf, ebenso wie der Aspekt der auftretenden Dynamik als Effekt der Wechselwirkungen zwischen den dezentralen Erzeugern mit Synchronmaschinenverhalten. Aus den Untersuchungen hat sich die Fragestellung ergeben, ob die dynamischen Effekte aus höheren Spannungsebenen ebenfalls in Verteilnetzinseln mit netzbildenden Stromrichtern auftreten und Schutzfunktionen beeinflussen können. Die Beantwortung dieser Fragestellungen bedarf weitergehender Forschungsarbeiten.

8.6 Betrieb einer Niederspannungsnetzinsel mit Fokus auf der Interaktion von Netzersatzanlage und Wechselrichtern

Autoren: Dirk Fetzer, Kai Fischbach, Tina Paschedag; Hauptbeteiligte Projektpartner: Universität Kassel mit Netzdaten von EnergieNetz Mitte

Simulation: Im Rahmen dieser Fallstudie wurden der Aufbau und der Betrieb einer Niederspannungsnetzinsel mit einer Netzersatzanlage (NEA) im Zusammenspiel mit PV-Anlagen simuliert. Dabei lag der Fokus der Untersuchung auf der Analyse der Interaktion des Synchrongenerators der NEA mit PV-Wechselrichtern für verschiedene Zukunftsszenarien. Ziele dieser Fallstudie waren (i) die Ermittlung kritischer Grenzen bzgl. der installierten PV-Leistung, (ii) die Analyse und Ermittlung von maximalen Lastsprüngen und kritischen Gradienten bei Einstrahlungsänderungen sowie (iii) die Untersuchung des Zusammenwirkens des Synchrongenerators mit spannungseinprägenden Wechselrichtern (als Ausblick auf die Installation von netzbildenden Batterie- oder PV-Wechselrichtern in den Zukunftsszenarien).

Für die Simulation wurden Wechselrichter unterschiedlichen Typs sowohl in alleinigen als auch in gemischten Anschluss-Konfigurationen betrachtet. Herkömmliche stromeinprägende PV-Wechselrichter (Current Source Inverter (CSI)) unterscheiden sich in ihrem frequenzabhängigen Ab- und Wiederzuschaltverhalten je nach Anschlussdatum. Die hierzu implementierten Typen sind:

- Ältere Anlagen mit Abschalt- bzw. Cutoff-Frequenz (Hz): *Altanlagen*
- Neuere Anlagen veranlassen eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion gemäß VDE-AR-N 4105:2011: *Kennlinien-Anlagen*

Weiter wurde das dynamische Verhalten von parallel einspeisenden netzbildenden Wechselrichtern untersucht, wobei diese mit dem *SelfSync*™-Regelungsansatz modelliert und implementiert wurden.

Abbildung 62 SG-Kennlinie gemischte droop-isochrone Regelung

Für den Synchrongenerator wurde die in Abbildung 62 gezeigte Kennlinie implementiert, welche einer gemischten isochronen und droop-Regelung entspricht, mit dem Ziel einerseits die Mindestlast des SG nicht zu unterschreiten und andererseits bei genügend Last einen hohen Anteil an PV-Einspeisung zu gewährleisten. Nach Voruntersuchungen an einem kleinen Testnetz wurden die Untersuchungen anhand eines realen Niederspannungsnetzes durchgeführt, zunächst für die aktuell angeschlossene PV-Leistung und bei weiterem Zubau von PV Anlagen.

Ergebnisse: Der Parallelbetrieb von CSI unterschiedlicher Typen und einem SG zeigt nach dem Lastsprung, dass CSI langsameres Zeitverhalten als der SG aufweisen (siehe Abbildung 63 Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs und der Frequenz, s).

Abbildung 63 Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs und der Frequenz

Die direkte Leistungsbereitstellung durch den SG erwirkt einen Frequenzabfall, wodurch gedrosselte Kennlinien-Anlagen ihre Einspeisung augenblicklich erhöhen und Altanlagen nach geforderter Verharrungszeit wiederzuschalten. Das Wiederzuschalten weiterer CSI bewirkt einen Frequenzanstieg und das Verletzten der Betriebsgrenzen einiger CSI (mit Hz) welche sich dadurch wieder vom Netz trennen.
Ein mögliches kritisches Phänomen können periodische Wiederzuschaltversuche von Altanlagen darstellen (siehe Abbildung 64).

Abbildung 64 Zeitlicher Verlauf der Wirkleistung und Frequenz

Die Erniedrigung der Last zu bei gleichzeitiger Einspeisung durch CSI bewirkt eine Frequenzerhöhung durch den SG, sodass sich Teile der Altanlagen (Hz) trennen. Periodisches Wiederzuschalten ergibt sich daraus, dass das Trennen dieser Anlagen ein Rückkehren zu Hz bewirkt. Nach somit 40 s lang erfüllter Wiederzuschaltbedingung beginnen die Altanlagen erneut mit einem Wiederzuschaltversuch.

Fazit: Bei hoher Durchdringung durch DEA und damit einhergehender Frequenzanhebung durch Niedriglastbetrieb des SG kann es zu periodischen Wiederzuschaltversuchen von CSI kommen, wobei der Anteil der dieses Phänomen hervorrufenden Altanlagen kontinuierlich abnimmt. Der SG ist besser in der Lage kurzfristig hohe Leistungen zu liefern, zeigt aber eine längere Ausregelzeit, was sich in den simulativen dynamischen Antworten auf Lastsprünge bestätigt.

Ausführlichere Erläuterungen der Fallstudien und entsprechend detailliertere Ergebnisauswertungen sind in [Fetzer et al. 2016; Fetzer et al. 2017; Fetzer et al. 2018] zu finden.

8.7 Niederspannungs-Mikronetz mit Batterie

Autorin: Maria Nuschke; Hauptbeteiligte Projektpartner: Fraunhofer IEE

In dieser Fallstudie wurde das Mikronetz und der Microgrid-Controller (MGC) aus dem Abschnitt Labor-Demonstration Batterienetz simulativ untersucht. Ziele waren zum einen die dynamische Untersuchung der einzelnen Phasen des Versorgungswiederaufbaus und zum anderen die Entwicklung eines Energiemanagementsystems zur Gewährleistung der maximalen Betriebsdauer im Inselbetrieb.

Für den Versorgungswiederaufbau des Inselnetzes nach dem Bottom-Up-Ansatz wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt:

a) Rampenförmiger Spannungswiederaufbau („Spannungsfahrt“) durch den VSI: Die Leerlaufverluste im Netz steigen quadratisch mit linear steigender Spannung an
b) Synchronisierung und Zuschaltung durch den CSI: Nach Zuschaltung speist der CSI entsprechend seiner Leistungssollwerte für Wirk- und Blindleistung ein und übernimmt so einen Anteil der Leerlaufverluste. Die Sollwerte werden zentral im MGC oder dezentral anhand von Droop-Statiken bestimmt.
c) Lastzuschaltung und -versorgung durch VSI und CSI
d) Energiemanagement im Inselbetrieb mit zentraler Sollwertbestimmung für Wirk- und Blindleistungssollwerte für den CSI durch den MGC, isochroner Betrieb des VSI (starre Spannungsquelle)
e) Energiemanagement im Inselbetrieb mit dezentraler Sollwertbestimmung für Wirk- und Blindleistungssollwerte durch Droop-Statiken innerhalb des CSI, Statik-Betrieb des VSI
f) Stabilitätsuntersuchungen im Statikbetrieb zur Bestimmung der Parameter des VSI
g) Synchronisierung mit dem übergeordneten Netz nach Spannungsrückkehr

Die Sollwerte für Wirk- und Blindleistung des CSI können zentral im MGC berechnet werden oder aber dezentral im CSI entsprechend der aktuellen Abweichungen in Frequenz und Spannung durch Statiken kf = P(f) und ku = Q(U) bestimmt werden. Die Statiken des CSI werden zu den Statiken des VSI entsprechend einer vorgebbaren Leistungsaufteilung dimensioniert. Die Statiken des VSI, kp = f(P) und kq = U(Q), bestimmen die Abweichungen in Frequenz und Spannungsamplitude in Abhängigkeit der eingespeisten Wirk- und Blindleistung. Bei einer gewünschten gleichmäßigen Leistungsaufteilung zwischen CSI und VSI gilt: ku = 1/kq und kf = 1/kp.

Beispielhaft sind nachfolgend Ergebnisse für die Untersuchungen a-b) und d) dargestellt.

a-b) Die dynamischen Ergebnisse des Spannungswiederaufbaus durch den VSI und Zuschaltung des CSI wurden für verschiedene Statikfaktoren in Abbildung 65 dargestellt. Die Leerlaufverluste des Netzgebietes werden dezentral durch die gewählten Statiken aufgeteilt. Die Leistungsaufteilung zwischen CSI und VSI wurde gleichmäßig parametriert. Je steiler die Statiken kp und kq des VSI gewählt werden, desto größer sind die Abweichungen in Spannung und Frequenz. Die eingestellte gleichmäßige Wirkleistungsaufteilung wird erreicht. Die Blindleistung wird aufgrund der lokalen Verschiedenheit der Spannung nicht gleichmäßig aufgeteilt. Der Vorteil der dezentralen Sollwertbestimmung liegt in der Reduktion der notwendigen Kommunikation und damit einer reduzierten Störanfälligkeit. Auf der anderen Seite kann eine dezentrale Blindleistungssollwertbestimmung auf Basis von Q(U)-Droop-Statiken erhöhte Blindleistungsflüsse verursachen, da die Spannung im Netz lokal unterschiedlich ist und damit die Blindleistungsaufteilung nicht entspre-

chend der gewählten Leistungsaufteilung geschieht. Da die Frequenz im Mikronetz gleich ist, funktioniert die Leistungsaufteilung bei der Wirkleistung wie gewünscht. Vor diesem Hintergrund scheint es sinnvoll, die Wirkleistungsflüsse dezentral durch Droop-Statiken und die Blindleistung zentral durch den MGC zu koordinieren.

Abbildung 65: Dynamische Simulationsergebnisse während Spannungswiederherstellung durch den VSI und Zuschaltung des CSI für verschiedene Droop-Statiken bei gleichmäßiger Leistungsaufteilung zwischen VSI und CSI

d) Das Energiemanagement im Inselbetrieb beruht auf der Strategie, den VSI als netzbildende Komponente (für den Betrieb unbedingt notwendiges Betriebsmittel) durch Einsatz des CSI zu entlasten. Nachdem die Spannung durch den VSI aufgebaut worden ist und der CSI zugeschaltet wurde, wird die Leistungsaufteilung im Statikbetrieb so gewählt, dass der CSI einen Großteil der Lasten versorgt. In Simulationen hat sich gezeigt, dass hier Stabilitätsgrenzen erreicht werden können, da der CSI mit zunehmendem Leistungsanteil steilere Statiken annehmen muss und die Sensitivität der Leistungssollwerte gegenüber Änderungen in Spannung und Frequenz sehr groß wird. Die in Abbildung 66 gezeigten Ergebnisse wurden mit der zentralen Sollwertberechnungsstrategie erzeugt. Dabei steht hinter jeder gezeigten Kombination von anfänglichem Ladezustand und Ausfallzeitpunkt ein Simulationsdurchlauf und die erzielte Betriebsdauer für jeweils einen sonnigen Sommertag und einen wolkigen Wintertag. Die rote Linie stellt dabei eine Betriebsdauer von 10h dar, welche im Projekt als kritische Zeit zur Überbrückung eines Netzausfalles angenommen wurde. Alle Kombinationen rechts von der roten Linie erfüllen diese Mindestanforderung. Die Ergebnisse zeigen eine höhere Betriebsdauer am sonnigen Sommertag, da ein höherer PV-Eintrag und gleichzeitig geringere Last auftreten. Zudem wird deutlich, dass der Ausfallzeitpunkt auch erheblichen Einfluss auf die Betriebsdauer hat. Tritt der Ausfall direkt vor der maximalen PV-Einspeisung zur Mittagszeit statt, kann der Inselbetrieb länger gewährleistet werden. Derartige Nutzungspläne können mit aussagekräftigen Einspeise- und Last-

prognosen erstellt werden, um so durch Vorhaltung eines minimalen Ladezustandes die Auslastung von Batterien im Ortsnetz zu erhöhen und so die Wirtschaftlichkeit zu steigern.

Abbildung 66: Maximale Betriebsdauer in Stunden im Inselbetrieb für verschiedene anfängliche Speicherladezustände der Batterie des CSI und verschiedene Schwarzfallzeiten für einen sonnigen (links) und einen wolkigen (rechts) Tag

8.7.1 Untersuchungen zum Netzschutz

Autorin: Maria Valov

Im Rahmen dieser Fallstudie wurden zusätzlich Schutzuntersuchungen durchgeführt. Dabei wurden folgende Hauptziele verfolgt:

- Identifizierung von Problemfeldern des bestehenden Schutzkonzeptes im betrachteten Netzbereich hinsichtlich des Betriebs als Mikronetz (bzw. Microgrid)
- Bewertung des bestehenden Schutzkonzeptes hinsichtlich des Inselbetriebs sowie der Flexibilität in der Konfigurationsänderung des Microgrids
- Ausarbeitung und Analyse eines automatisierten Lösungskonzeptes

Das Microgrid stellt einen bestehenden Netzbereich nach, der zusätzlich zum Verbundbetrieb auch als Netzinsel betrieben werden kann und umfasst die Mittel- und Niederspannungsebene. Klassischerweise basiert die Funktion der Schutzsysteme in diesen Spannungsebenen auf der Überstromdetektion. Wird in diesem Microgrid keine Anpassung der bestehenden Schutzsysteme vorgenommen, so ist im Inselbetrieb fehlerhaftes, ungewolltes und nicht selektives Schutzverhalten zu erwarten. Verursacht wird dieses durch den Wegfall des überlagerten Netzes sowie durch die Versorgung des Microgrids ausschließlich aus umrichterbasierten DEA mit nur begrenztem Kurzschlussstrombeitrag. Dadurch kommt es zu einer signifikanten Absenkung des Kurzschlussniveaus und zur Variation in Betrag und Richtung der Kurzschlussströme. Der Unterschied zwischen dem maximalen Betriebsstrom und dem minimalen Kurzschlussstrom verringert sich und die Fehlerdetektion anhand des Überstromkriteriums wird somit erschwert. In bestimmten Fehlerfällen regen die Schutzeinrichtungen mit Fehlereintritt nicht an bzw. halten die geforderte Abschaltzeit nicht ein. Dadurch werden der klassische ungerichtete Überstromzeitschutz, der in MS- und NS-Verteilernetzen mit einer einzelnen Einstellgruppe verwendet wird, sowie der Einsatz von Sicherungen unzureichend. Des Weiteren muss im Schutzkonzept für das Microgrid das Verhalten des eingesetzten netzbildenden Umrichters berücksichtigt werden, welcher durch Auslösen des Spannungsschutzes das Microgrid wieder abschal-

ten würde. Mit dem Ziel das Microgrid als eine flexible Netzinsel mit mehreren möglichen Konfigurationen sicher zu betreiben, wurde ein automatisiertes Lösungskonzept vorgeschlagen.

Abbildung 67: Testsystem mit Kommunikationssignalen zwischen Schutzrelais und MGC zur adaptiven Parametergruppenumschaltung für die untersuchten Microgrid-Konfigurationen (rechts) und zusätzlich eingesetzte Verfahren mit Signalaustausch (links)

Das vorgeschlagene Schutzkonzept für dieses Microgrid nutzt das Potenzial von Überstromrelais und wird durch adaptive Parametergruppenumschaltung, Richtungserkennung sowie zusätzliche Schutzverfahren mit Signalaustausch erweitert. Die einzelnen Parametergruppen wurden für verschiedene Microgrid-Konfigurationen vorkalkuliert und werden durch den entwickelten MicroGridController (MGC) umgeschaltet. Die zusätzlichen Schutzverfahren mit Signalaustausch (Schaltermitnahme, Schutzblockierung) dienen der schnellen Abschaltung der zweiseitigen Fehlerspeisung und stellen gleichzeitig die Aufrechterhaltung der gesunden Netzbereiche sicher. Das ermöglicht einen flexiblen und zuverlässigen Betrieb des Microgrids. Voraussetzung für dieses Schutzkonzept ist die Verfügbarkeit einer Kommunikationsinfrastruktur zwischen den einzelnen Relais und dem MGC, aber auch zwischen den Relais untereinander für schnelle Übertragungs- und Blockierungssignale (Abbildung 67). Abhängig von den Anforderungen, die an die Schutzsysteme in diesem Microgrid erhoben werden, können auch alternative Lösungskonzepte (z.B. Distanzschutz, Differentialschutz) eingesetzt werden. Jedoch weisen auch diese Konzepte für das untersuchte Microgrid ihre Vor- und Nachteile bezüglich der Schutzforderungen Selektivität, Zuverlässigkeit sowie Wirtschaftlichkeit auf.

Siehe auch Kapitel ⇨“Labor-Demonstration Batterienetz“ und „Microgrid-Controller“, sowie [Nuschke 2017], [Nuschke et al. 2017] und [Nuschke et al. 2018a], [Valov, Nuschke 2018].

9 Technologieentwicklungen

9.1 Modelle

9.1.1 Referenznetz Betriebsführung

Autoren: Udo Spanel, Alexander Bernhart

Zur Demonstration und Validierung der in diesem Projekt erworbenen Ergebnisse wurde ein fiktives Energienetz als Referenznetz „Betriebsführung“ entwickelt, welches den Anforderungen der System- und Betriebsführung in der HöS, HS und MS Rechnung trägt. Dabei wurden die Komplexität und die Besonderheiten einzelner Netze und Netzebenen reduziert abgebildet, ohne die repräsentative Aussagekraft zu verlieren. Dadurch können technische Effekte und betriebliche Strukturen an einfachen Beispielen wie auch in dem Demonstrationsvorhaben Netzregion-Süd demonstriert werden.

Weiterhin wurde das Netzabbild während des Projekts für die Demonstration von NWA-Strategien aus betrieblicher Sicht verwendet.

Das Datenabbild wurde für die Projektpartner zur Verfügung gestellt, so dass es ebenfalls für planerische Betrachtungen und in den simulativen Fallstudien angewendet werden konnte.

Das Referenznetz besteht aus einem 220 kV/400 kV Übertragungsnetz (TSO) mit Anschluss an zwei weitere Übertragungsnetze für den Verbundbetrieb (TSOA und TSOB). Dem Netz TSO unterlagert sind zwei Verteilnetze DSO1 und DSO2. Das Verteilnetz DSO1 hat Flächennetzcharakter und repräsentiert mit einer sehr hohen installierten Windenergieleistung die nördlichen Regionen von Deutschland, während das Verteilnetz DSO2 als Flächennetz mit einer sehr hohen PV-Leistung den südlichen Bereich abdeckt. An den DSO2 ist ein Regionalnetzbetreiber RNB1 angeschlossen, der ohne installierte DEA ein typisch städtisches Gebiet auf der MS widerspiegelt. Diese Netze sind im vollen betrieblichen Detail einschließlich ihrer Beobacht- und Steuerbarkeit gemäß den allgemein anerkannten Regeln der Technik sowie betrieblicher Rahmenbedingungen (einschließlich gängiger Netzanschlussbedingungen) abgebildet. An die Verteilnetze DSO1 und DSO2 angeschlossene MS Netze sind über aggregierte kombinierte Last- und Erzeugungsmodelle abgebildet.

Abbildung 68 Darstellung der TSO im Referenznetz Betriebsführung

TSO:

- 7 Stationen, 3 Kuppeltransformatoren zu DSO1,2 Kuppeltransformatoren zu DSO2
- Station SRE: schwarzstartfähiges Pumpspeicherkraftwerk (PSW), P_{nenn}= 160 MW
- Station OPA: 2 Dampfkraftwerke (TK1 und TK2), je P_{nenn}= 644 MW
- Station HBL: 1 GuD (GUDA), Pnen= 297 MW
- Kuppelleitungen zu Nachbar-TSOs (TSOA und TSOB) in den Stationen OMA und OPA

Abbildung 69 Darstellung DSO1 im Referenznetz Betriebsführung

DSO1:

- 14 Stationen mit einem im Detail abgebildeten Windpark in der Station KLI
- Station UMG: 2 Pumpspeicherkraftwerke (G1 und G2), je P_{nenn}= 60 MW
- installierte Leistung (Wind): P_{nen}= 393,6 MW
- installierte Leistung (PV): P_{nen}= 15,8 MW
- installierte Leistung (Kumulierte DG): P_{nen}= 349,6 MW
- Netzlast: P = 369,6 MW

Abbildung 70 Darstellung DSO2 im Referenznetz Betriebsführung

DSO2:

- 14 Stationen mit im Detail abgebildeten Stadtnetz mit Übergabepunkten in den Stationen PRIB, PRID und PRIE
- Station BRE: 2 Gasturbinen (G1 und G2), je P_{nen}= 49 MW sowie 1 GuD (GuD), P_{nen}= 300 MW
- installierte Leistung (Wind): P_{nen}= 210 MW
- installierte Leistung (Kumulierte DG): P_{nen}= 1287 MW
- Netzlast: P= 472,4 MW
- (davon RNB1: P = 180 MW)

Abbildung 71 Darstellung RNB1 im Referenznetz Betriebsführung

RNB1:

- städtisches Kabelnetz mit 100 Ortsnetzstationen und nicht fernschaltbaren Lasttrennschaltern (Gesamtlast P = 180MW)
- keine dezentrale Rückspeisung
- Schwarzstartdiesel P_{nen}= 2MW
- Gasturbine P_{nen}= 20MW

Die Eckdaten des Netzes sind Abbildung 68 bis Abbildung 71 zu entnehmen. Der betriebliche Detailgrad ist exemplarisch in Abbildung 72 dargestellt:

Abbildung 72 Exemplarische Darstellung des betrieblichen Detailgrads im Referenznetz Betriebsführung

Die Organisation der Zuständigkeiten der einzelnen Leitstellen zeigt Abbildung 73:

- TSO betreibt das 400/220kV-Netz
- DSO1 betreibt ein 110/20kV Verteilnetz mit Steuerung des DG-Einsatzes
- DSO2 betreibt ein 110kV-Netz
- RNB betreibt das unterlagerte 20/10kV-Netz
- PP1 und PP2 betreiben den Einsatz konventioneller Kraftwerkseinheiten
- PP3 betreibt den DG-Einsatz für Verteilnetz DSO2
- Leitstellenübergreifende betriebliche Kommunikationswege zeigen die Pfeile

Abbildung 73 Leitstellen und Zuständigkeiten im Referenznetz Betriebsführung

9.1.2 Nordic Test System

Autor: Luis Pabon

Das Nordic Test System ist eine Variante des sogenannten Nordic32-Systems, das erstellt wurde, um den Spannungseinbruch in Schweden im Jahr 1983 zu veranschaulichen [20] . Es wurde 1995 von der CIGRE Task Force 38-02-08 vorgeschlagen, und es ist eine fiktive Annäherung an das schwedische System, die zusammen mit anderen Netzwerkmodellen vorgeschlagen wurde, um die Leistung von Simulationswerkzeugen zu bewerten und Forschern Benchmarks auf dem Gebiet der Langzeitdynamik zur Verfügung zu stellen. Aber das System ist nicht auf Langzeitphänomene beschränkt, sondern es seine Anwendbarkeit auf kurzfristige Dynamiken ist ebenfalls anerkannt.

Das in Abbildung 40 dargestellte Nordic Test System besteht aus vier Bereichen: 1) einem äquivalenten vereinfachten Netzwerk, das die größten Generatoren aufweist und daher normalerweise als Systemreferenz dient, 2) der nördliche Region mit wenig Last und Erzeugungsüberschuss, 3) einem zentralen Gebiet mit mehr Last als Erzeugung und 4) einer südlichen Region, die schwach mit dem Rest des Systems verbunden ist. Das Testnetz besteht aus 32 Sammelschienen mit Nennspannungen von 400 kV, 220 kV und 130 kV. Zusätzlich befinden sich 22 Sammelschienen auf einer Verteilungsebene mit einer Spannung von 20 kV und 20 Generatoren mit einer Spannung von 15 kV. Für die Zwecke im Projekt wurde das System durch Hinzufügen eines in Abbildung 40 grün dargestellten VSC-HGÜ-Systems modifiziert.

Im Projekt wurde das Nordic Test System in DIgSILENT PowerFactory implementiert und validiert. Es ist jetzt auf der Internet-Seite des IEEE PES Power System, Dynamic Performance Committee verfügbar: http://ewh.ieee.org/soc/pes/psdpc /PSDP_benchmark_systems.htm. Detaillierte Beschreibung siehe [Pabon et al. 2017].

9.1.3 VSC-HGÜ-Stationen, Modelle für dynamische Untersuchungen

Autor: Luis Pabon

Basierend auf den Empfehlungen der CIGRE [21] wurde in PowerFactory ein EMT-Modell für eine VSC-HGÜ-Station entwickelt und daraus ein RMS-Modell abgeleitet.

Abbildung 74 Vereinfachte Darstellung des Regelungssystems für das VSC-HGÜ-Modell für EMT-Untersuchungen

Ein Vergleich des Verhaltens des EMT- mit dem RMS-Modell bei einer Kurzschluss-Simulation ist in Abbildung 75 dargestellt. Die Modelle wurden in Fallstudien zur Systemwiederherstellung im Nordic Test System eingesetzt.

Abbildung 75 Wirk- und Blindleistungsverlauf der VSC-HGÜ-Station nach einem 3phasigen Kurzschluss und Auslösung des Leitungsschutzes nach 100 ms (Wirkleistung RMS-Modell grün und Blindleistung RMS-Modell rot, EMT-Modell grau)

Detaillierte Beschreibung der Modelle siehe Projektbericht im Anhang.

9.1.4 Verteilnetzäquivalent

Autoren: Gustav Lammert, Alexander Klingmann, Christian Hachmann

Das Verteilnetzäquivalent wurde für die simulative Analyse von dynamischen Vorgängen und deren Auswirkungen auf einen NWA für die Simulationsumgebung DIgSILENT PowerFactory entwickelt. Es bietet die Möglichkeit das dynamische Verhalten von Verteilnetzen in der Nieder- und Mittelspannung, durch aggregierte Last- und umrichterbasierte Erzeugungsmodelle zu untersuchen. Neben NWA spezifischen Ereignissen, wie den CLPU, lassen sich im Lastmodell z.B. Lastabwurfstufen im Fall von Unterfrequenz definieren sowie Wirk- und Blindleistungszeitreihen einbinden. Das Erzeugungsmodell bietet ebenfalls die Möglichkeit der Einbindung von Erzeugungszeitreihen. Ferner ist es möglich, Ereignisse wie das Wiederzuschaltverhalten oder die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen zu untersuchen. Damit lassen sich frequenz- und spannungsabhängige Ereignisse in einem Zeitraum von Sekunden bis mehreren Minuten analysieren, die einen wesentlichen Einfluss auf den NWA haben können. Abbildung 76 zeigt den schematischen Aufbau und einen exemplarischen Zeitverlauf.

Der Zeitverlauf zeigt das dynamische Verhalten des Verteilnetzäquivalentes als Kombination von Last und Erzeugung unter der Berücksichtigung einer gegebenen Frequenzabweichung. Vom Zeitpunkt t=0 s bis t=1000 s führt die Frequenzabhängigkeit der Last sowie die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz zu einer signifikanten Änderung der Residuallast, die vom Netzbetreiber gesehen wird. Ab dem Zeitpunkt t=1000 s greift der frequenzabhängige Lastabwurf und trennt Verbraucher solange bis 50 % der Last abgeworfen wurde. Zu diesem Zeitpunkt ist die erzeugte Leistung höher als der Verbrauch, wodurch sich eine geringfügig negative Residuallast ergibt. Nachdem Last und Erzeugung zum Zeitpunkt t=1500 s wiederzugeschaltet wurden, ergibt sich die Residuallast im Wesentlichen aus dem CLPU-Phänomen sowie der Wiederzuschaltrampe der Erzeugung.

Abbildung 76 Schematische Darstellung des Verteilnetzäquivalents (links), Zeitverlauf bei Frequenzänderung (rechts) [Lammert et al. 2018a]

Ausführliche Beschreibung siehe [Lammert et al. 2018a].

9.1.5 Dampfkraftwerk

Autoren: Holger Becker

Abbildung 77: Strukturbild des Dampfkraftwerksmodells

Die beim Netzwiederaufbau relevanten Prozesse und Vorgänge bewegen sich in Zeitbereichen bis hin zu einigen Sekunden oder gar Minuten, weshalb die Berücksichtigung der Turbinendynamik im Modell, wie es

für Netzstabilitätsberechnungen allgemein üblich ist, hier alleine nicht ausreicht. Daher wurde für die dynamische Simulation von Fallstudien das Modell eines Kraftwerkes entwickelt, welches auch die Dampferzeugung, Dampfspeicherung und Brennstoffzufuhr berücksichtigt. Die Struktur ist [11] entnommen und in Abbildung 77 dargestellt. Die Implementierung erfolgte in dem Netzberechnungsprogramm PowerFactory von DIgSILENT. Über entsprechende Parametrierung lassen sich unterschiedliche Regelungsarten und unterschiedliche Kraftwerkstypen einstellen. Die Erstellung erfolgte im Rahmen einer Masterarbeit (siehe Kapitel Betreute Abschlussarbeiten).

9.1.6 Gaskraftwerk

Autor: Darío Lafferte

Es wurde ein dynamisches Simulationsmodell einer Gasturbine mit Governor-System in PowerFactory mittels DSL implementiert. Die Kraftwerksmodelle beinhalten jeweils das Gasturbinenmodell, einen IEEE-Standard-Spannungsregler und ein Synchrongeneratormodell. Mittels dieses Modells wurden zwei Gasturbinenheizkraftwerke in Dresden für die Fallstudie „Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel“ abgebildet. Die Kraftwerksmodelle können in Drehzahlregelung (isochron) oder in Leistungsregelung mit Frequenzeinfluss (droop) betrieben werden. Das Modell kann im Inselbetrieb als Netzbildner verwendet werden und wurde für die Durchführung von RMS-Simulationen entwickelt. Eine detailliertere Beschreibung des Modells findet sich in Anhang G.

9.1.7 Netzersatzanlage und BHKW

Autor: Malte Hof

Für Erzeugungsanlagen basierend auf Verbrennungsmotoren als Antrieb für Synchrongeneratoren wurde ein dynamisches Simulationsmodell in PowerFactory mittels DSL implementiert. Die berücksichtigten Erzeugungssysteme sind Netzersatzanlagen und BHKW von Biogasanlagen. Die Modellierung wurde für die Simulationen im RMS-Bereich durchgeführt. Jede auf diesem Modell basierende Erzeugungseinheit hat zusätzlich einen IEEE-Standard-Spannungsregler und ein Synchrongeneratormodell. Das Modell wurde durch Vermessung eines 75-kW-BHKWs validiert.

Abbildung 78 Abfahren der Laststufen, Simulation und Messung

Das Modell erlaubt sowohl den Betrieb in Drehzahlregelung (isochron) als Netzbildner für den Inselbetrieb als auch in Leistungsregelung mit Frequenzeinfluss (droop) für den Parallelbetrieb. Für den Inselbetrieb wurde außerdem eine f(P)-Charakteristik zur Wahrung der benötigten Mindestlast der Verbrennungsmaschine implementiert, um einen sicheren bzw. stabilen Betrieb der Erzeugungseinheit zu gewährleisten.

Dieses Modell fand Verwendung für die Simulation einer Biogasanlage der Fallstudie ⇨„Netzinsel im Mittelspannungsnetz, Biogas/ PV/ Batterie“ und zur Vorbereitung des ⇨„Feldtest landwirtschaftliches Arealnetz“.

9.1.8 Windturbine als virtuelle Synchronmaschine

Autoren: Friedrich Welck, Weiwei Shan, Martin Shan

Um die Auswirkungen von neuartigen Funktionalitäten von Windenergieanlagen auf Netzaufbau und -stabilität untersuchen zu können, mussten neue WEA-Modelle erstellt werden. Diese neuen Funktionalitäten umfassen einerseits den netzbildenden Betrieb von WEA und andererseits den Betrieb von WEA als Lasten. Mit ihnen wird es möglich eine Netzinsel allein mit WEA zu betreiben oder den Netzaufbau durch Bereitstellung von Mindestlasten, die z.B. für konventionelle Kraftwerke benötigt werden, zu unterstützen.

Die verwendeten Modelle für die WEA wurden vom Fraunhofer IEE auf Grundlage real existierender Anlagen erstellt. Jedes WEA Modell lässt sich dabei grundsätzlich in zwei Teile einteilen: Einen Teil für die Hardware (Rotorblätter, Turm, Triebstrang, elektrischer Generator, Umrichter, Transformator, Chopper, Leistungsschalter) und einen Teil für die Software (Regler für Pitch, Drehmoment, Leistung und den Umrichter). Um die WEA-Modelle mit den geforderten Funktionen auszustatten wurde darauf geachtet, dass nur der Teil für die Software verändert wurde. Der Hardwareteil wurde nicht verändert.

Abbildung 79 Schema der modifizierten WEA-Regelung für den Schwarzstart-Betrieb

Als Ausgangspunkt wurde das Modell einer existierenden 2MW WEA verwendet. Die Mechanik (Rotor, Turm, Triebstrang, Generator) wird durch ein Zustandsraummodell mit fünf Zuständen approximiert. Die Aerodynamik ist durch ein Cp-Lambda-Kennfeld abgebildet. Die Regler für den mechanischen Teil umfassen einen Pitch-Regler und einen Drehmomentregler mit einer Generatorkennlinie für den Betrieb im MPP. Auf der elektrischen Seite ist ein PWM-Umrichter modelliert, der nach Vorgabe des Drehmomentreglers den Wirkstrom bzw. die Wirkleistung einregelt. Sie ist eine Umsetzung der in IEC 64 100 -27 -1 beschrieben Regelung einer Typ 4 WEA. Die für den Schwarzstart-Betrieb erforderlichen, wesentlichen Änderungen an der konventionellen Regelungsstruktur einer WEA sind in Abbildung 79 rot markiert dargestellt.

Im Kontext des Schwarzstarts erweisen sich netzbildende Regelungsverfahren nach dem Prinzip der virtuellen Synchronmaschine (VSM) für den Umrichter der WEA als besonders geeignet, da sie prinzipiell den Aufbau und die Stabilisierung von Netzabschnitten durch eine oder mehrere WEA ohne konventionelle Erzeugung erlauben, und zum anderen eine hochdynamische Netzstützung im Verbund mit anderen Einspeisern auch für sehr schwache Netzverhältnisse ermöglichen (siehe Labordemonstration Windnetz).

Auch die WEA-Regelung muss für den Schwarzstart-Betrieb modifiziert werden. Abweichend vom normalen „windgeführten“ Betrieb einer WEA, wird für einen Schwarzstart und den Inselnetzbetrieb das Generatormoment durch das Netz vorgegeben. Die Anlage befindet sich dann in einem „netzgeführten“ Betrieb, wobei die Leistung und somit das Drehmoment unabhängig vom Wind eingestellt werden sollen. Dies ist prinzipiell nur im gedrosselten Betrieb der WEA unterhalb der aus dem Wind verfügbaren Leistung möglich. Um den Einfluss der Turbulenz auf die abgegebene Leistung zu minimieren, sollte ein hinreichend großer Abstand zwischen der ans Netz abgegebenen Leistung und der verfügbaren Leistung bestehen. Dies bedeutet, dass die Anlage bei großen Pitchwinkeln betrieben wird.

Bei der Zuschaltung von Lasten im netzgeführten Betrieb sind sehr schnelle Änderungen des Generatormomentes möglich. Um Über- und ggf. auch. Unterdrehzahlabschaltungen des Generatorsystems zu vermeiden, müssen die Momentenänderungen in ihrer Wirkung auf die Rotordrehzahl von der Pitchregelung der WEA möglichst gut kompensiert werden. Dafür war eine Optimierung dieser Drehzahlregelung erforderlich. Allgemein ist bei der Wahl der Reglerparameter ein Kompromiss zu finden zwischen

- einer hohen Dynamik der Drehzahlregelung,
- einer möglichst geringen Anregung von Turmschwingungen, und
- einer hinreichenden Robustheit des Regelkreises gegen Modellungenauigkeiten.

Um gute Ergebnisse zu erzielen, muss die Regelung dabei den über den Betriebsbereich (Rotordrehzahl, Pitchwinkel, Windgeschwindigkeit) veränderlichen aerodynamischen Koeffizienten nachgeführt werden (Gain-Scheduling).

Insbesondere wurde auch die Möglichkeit untersucht, die WEA im Rahmen eines Schwarzstart-Betriebs als dynamisch regelbare Last nutzen zu können. Es wurde gezeigt, dass dies prinzipiell möglich ist, wenn der zulässige Bereich des Drehmomentes um einen negativen Bereich erweitert wird. Die Umrichterregelung selbst musste nicht geändert werden, weil die VSM-Regelung von sich aus sowohl im motorischen als auch im generatorischen Modus arbeiten kann (siehe [Shan et al. 2016]).

9.1.9 PV-Modell Niederspannung

Autor: Dirk Fetzer

Abbildung 80 Zustandsdiagramm für eine PV-Modell gemäß Anwendungsregel Niederspannung zur Untersuchung von Netzwiederaufbauprozessen

Das Niederspannungs-PV-Modell wurde für die simulative Analyse von dynamischen Netzwiederaufbauvorgängen im Verteilnetz entwickelt. Es implementiert die Dynamik der spannungsabhängigen Wirk- und Blindleistungseinspeisung P(V) und Q(V), sowie die frequenzabhängige Wirkleistungseinspeisung P(f) nach VDE4105. Das Modell bildet außerdem die verschiedenen Zustände einer PV-Anlage ab, die während und nach dem Netzwiederaufbauvorgang nach VDE4105 anzutreffen sind (siehe Abbildung 80).

Eine detaillierte Beschreibung findet sich in [Fetzer et al. 2016] und [Fetzer et al. 2017].

9.1.10 Elektrodenkessel

Autor: Christian Hachmann

Auf Grundlage der Kenndaten eines Elektrodenkessels und Anforderungen für Lasten in Primärregelung wurde ein Simulationsmodell für DIgSILENT PowerFactory entwickelt, das den Elektrodenkessel im Primärregelungsbetrieb abbildet. Das Modell wurde in Simulationen im Rahmen der Fallstudie „Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel“ verwendet.

Der eigentliche Kessel ist als steuerbare Last abgebildet, die Frequenzmessung über ein PowerFactory-PLL-Modul und die Steuerung zur Einhaltung der Leistungs-Frequenz-Kennlinie ist bzgl. Steigung, Totband und Ratenbegrenzung parametrierbar. Eine detailliertere Beschreibung des Modells findet sich in Anhang G.

9.1.11 Stationsregler für den Verknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Autor: Matthias Müller-Mienack

Der von GridLab entwickelte Stationsregler am Verknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene am Beispielknoten Klostermansfeld im 50Hertz- bzw. MITNETZ STROM-Netzgebiet ermöglicht eine automatische wirkleistungsseitige Ausregelung des angeschlossenen Verteilnetzabschnittes. Entwickelt wurde der Regelungsmechanismus unter Verwendung der SPI-Programmierschnittstelle der PSI-

Leitsystemsoftware. Abbildung 81 zeigt die Reglerstruktur. Inhaltlich eingeflossen sind die Erkenntnisse aus der „Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz“.

Die Regelung erfolgt in der Weise, dass – je nach Sollwertvorgabe – entweder die Leistungsbilanz gleich Null ist (Ausbalancierung des Netzabschnittes) oder ein festgelegter Einspeisebeitrag, unterlagerter regenerativer Erzeuger (sofern verfügbar) erfolgt und konstant gehalten wird, um einen gesicherten Beitrag zur Auflastung im NWA-Fall für den ÜNB bereitzustellen.

Abbildung 81: Struktur des entwickelten und im Demotraining erprobten Stationsreglers

Nachfolgend ist exemplarisch das Regelverhalten für eine Sollwertanpassung von 0 auf 20 MW dargestellt:

Abbildung 82: Regelverhalten des Stationsreglers bei einer Sollwertänderung um 20 MW

Der Stationsregler wurde während des Demonstrationsvorhabens ⇨„Trainingssimulator Wind“ unter realitätsnahen Bedingungen erprobt. Zusammengefasst lassen sich folgende Erkenntnisse hinsichtlich der Erprobung des Stationsreglers im Kontext der EE-Einbeziehung in den NWA-Prozess ableiten:

- Entgegen den Vortests gelang die Regleraktivierung im Szenario aufgrund von Initialisierungsproblemen erst mit Verzögerung, dadurch erfolgte eine anfängliche unbeabsichtigte VNB-Lastaufnahme.
- Die Reglerreaktion mit einer Ausregeldauer von 3 Minuten stellte sich als zu langsam heraus, was zu Über-/Unterschwingen von bis zu 10 MW führte. Unter Berücksichtigung der Erfahrungen der am Trainingsszenario beteiligten Windparks-Betriebsführungsexperten könnten Ausregelungen realistisch bereits innerhalb von 1,5 bis 2 Minuten erfolgen. Eine noch schnellere Ausregelung kann derzeit vor dem Hintergrund der verschiedenen beteiligten Regelebenen vom Stationsregler über die verschiedenen EE-Parkregler bis hin zu den EE-Anlagenreglern noch nicht erwartet werden.
- Eine Anzeige der prozentualen Auslastung des Regelbandes wäre für die Dispatcher von Nutzen.
- Der Regler muss perspektivisch auch eine Umverteilung der EE-Leistung unter den eingebundenen EE-Parks vornehmen können, wenn die Einspeisung von einzelnen EE-Parks auf 100 % zuläuft, um nicht zu viel Regelreserve zu verlieren.
- Die initiale Frequenzvorgabe von 50,4 Hz vorab der Stationsregleraktivierung verhinderte nur eine Aktivierung eines 60%-Anteiles der PV-Altanlagen in der Verteilnetzregion. Für einen optimalen Einsatz des Stationsreglers sollte die Sollfrequenz wie im Trainingsszenario gehandhabt immer auf 50,0 Hz herabgesetzt werden.
- Eine Visualisierung der noch verfügbaren Wirkleistung im Stationsregler-Bild für den Dispatcher wäre ebenso wie die Berücksichtigung von EE-Prognosen im Stationsregler-Algorithmus vorteilhaft. Somit könnte der Regler rechtzeitig eine Warnung ausgeben, bevor die Regelreserve verlassen wird.
- Die Berücksichtigung von vermaschten Verteilnetzregionen wurde in dieser Entwicklungsphase noch nicht berücksichtigt, hierbei liegt ein deutlich höherer Komplexitätsgrad vor. Die betrachtete unvermaschte Netzstruktur entspricht der typischen Netzstruktur bis zur Mittelspannungsebene, ist vereinzelt aber auch in der 110kV-Netzebene anzutreffen (insb. bei sogenannten „Einsammelnetzen“). Da Vermaschungen aber insbesondere in der 110kV-Verteilnetzebene vorzufinden sind, bietet sich eine entsprechende Ausweitung der Stationsregler-Entwicklung und -Erprobung im Nachgang von NETZ:KRAFT an.

Fazit: Im Status quo bot der Stationsregler zur automatischen Ausregelung einer Verteilnetzregion beim NWA-Prozess den Dispatcherteilnehmern von 50Hertz und MITNETZ zwar noch nicht das erhoffte Entlastungspotenzial bzw. „Rundum-Sorglos-Paket“, die Erprobung im Demonstrationstraining mit allen relevanten Stakeholdern zeigte aber bereits sein deutliches Einsatzpotenzial vor dem Hintergrund der weiter fortschreitenden Dezentralisierung der Einspeisung. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen bieten sich eine Fortführung der Entwicklung und eine weitere Erprobung im Rahmen von Demonstrationstrainings an. So bereitet GridLab bspw. im Rahmen des SINTEG-Verbundprojektes WindNODE im Dispatchertrainingssimulator eine 2030-Trainingsumgebung unter Berücksichtigung der Verhältnisse (Netz, Lasten, Einspeisungen) des Netzentwicklungsplan-Leitszenarios 2030 vor, um neue Engpassmanagement-Werkzeuge durch Dispatcher auf Praktikabilität hin testen zu lassen. Hierauf aufbauend könnten dann im Rahmen eines Anschlussprojektes Weiterentwicklungen der Stationsreglerkonzepte im Kontext Netzwiederaufbau erprobt werden, die dann auch vermaschte 110kV-Netzstrukturen und einen noch deutlich höheren Anteil dezentraler Einspeisung beherrschen können.

9.1.12 Verteilnetz-Bilanz-Regler

Autor: Christian Hachmann

Für die in der Fallstudie ⇨„Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz“ beschriebene und in [Hachmann et al. 2018] näher ausgeführte Regelung wurde ein Simulationsmodell erstellt.

Dabei handelt es sich um Python-Funktionen zur Durchführung einer RMS-Simulation in DIgSILENT PowerFactory, das abschnittsweise RMS-Simulationen durchführt und auf Grundlage von Messwerten, Prognosedaten und Informationen über die Verteilung von Last und Erzeugung Entscheidungen des (vereinfacht abgebildeten) Verteilnetzbetreibers ermittelt. Diese werden in Form von Schalt- und Parameterereignissen in die Simulation eingefügt. Die Struktur der simulierten Regelstrecke (die auch manuelle oder assistierte Aktionen des Bedienpersonals enthält), ist in Abbildung 49 dargestellt.

In diesem Zusammenhang wurde auch ein Netzmodell eines Netzabschnitts auf Grundlage realer Daten erstellt, das eine Betrachtung des kumulierten Verhaltens von Last und Erzeugung (unter Verwendung des in ⇨“Verteilnetzäquivalent“ beschriebenen Modells) auf Ebene von Verteilnetzabgängen unter Berücksichtigung von CLPU sowie Last- und Erzeugungszeitreihen des Jahres 2017 ermöglicht.

9.2 Schwarzstartfähige und schwarzstartunterstützende PV- und Speicheranlagen

Autoren: Thorsten Bülo, Christian Hardt

Photovoltaikanlagen werden grundsätzlich so geregelt, dass sie im Punkt maximaler Leistung betrieben werden und diese in ein bestehendes Verbundnetz einspeisen. Im Rahmen des NETZ:KRAFT-Projektes wurde ausgehend von dem standardmäßigen Regelverhalten von PV- und Speicheranlagen untersucht, welche Funktionen PV-Anlagen im Kontext des NWA bereitstellen können.

Grundsätzlich sind alle PV-Wechselrichter für sich heute in ihrer Wirk- und Blindleistung regelbar, wobei insbesondere für kleine PV-Anlagen in der Niederspannung der Aufwand für die Ansteuerung – wenn sie nicht über existierende Monitoring-Schnittstellen erfolgt – im Verhältnis relativ hoch ist. Diese Anlagen verfügen in der Regel aufgrund bestehender Netzanschlussbedingungen seit einigen Jahren standardmäßig über eine frequenzabhängige Wirkleistungsregelung und lokale Steuerungsmechanismen zur Blindleistungsregelung, die auch in Abschnitt ⇨„PV-Modell Niederspannung“ beschrieben werden.

PV-Anlagen, die ab 2009 in der Mittelspannung angeschlossen werden, verfügen in der Regel darüber hinaus über die Fähigkeit, Netzfehler zu durchfahren und die Netzspannung durch dynamische Blindstromeinspeisung zu stützen.

Zu beachten ist, dass hier aus der Historie der Anschlussbedingungen unterschiedliche Verfahren zum Tragen kommen. Zum Beispiel wird in der Niederspannung seit Geltung der AR-N-4105 (etwa 2012) für die Leistungsabregelung bei Überfrequenz das Verhalten „Fahren auf der Kennlinie“ angewendet, während in der Mittelspannung gemäß der Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz des BDEW ein „Schleppzeiger“-Verhalten gefordert wird. Darüber hinaus ist das dynamische Verhalten in den Richtlinien bis heute nicht definiert, so dass unklar ist, wie sich die Bestandsanlagen diesbezüglich verhalten. Dies wird erst in den Richtlinien ab 2019 festgelegt.

Die beschriebenen Funktionen stehen auch im Falle eines NWA zur Verfügung, sofern die Zuschaltbedingungen der Anlagen während des NWA erfüllt werden.

Über das standardmäßige Verhalten hinaus können für den NWA folgende Funktionen hilfreich sein:

- Die PV-Anlage wird definiert abgeregelt und liefert aus diesem Arbeitspunkt heraus ein Primärregelungsverhalten (frequenzabhängige Leistungsregelung). Das gleiche Verhalten kann durch Batteriespeicher bereitgestellt werden.
- Die PV-/ Speicheranlage wird in die Lage versetzt, das anlageninterne Netz aufzumagnetisieren und auf ein im Wiederaufbau befindliches Netz leistungslos aufzuschalten.
- Die PV-/ Speicheranlage ist schwarzstartfähig und in der Lage, bei der Zuschaltung von Wirk- und Blindlasten die benötigten Ströme instantan bereitzustellen.

Die Technologien zu Primärregelungsbereitstellung wurden im Parallelprojekt „PV-Regel“ entwickelt und werden hier nicht weiter detailliert dargestellt. Abbildung 83 zeigt exemplarisch das mögliche Regelverhalten eines modifizierten PV-Wechselrichters, der im abgeregelten Betrieb auf eine Primärregelstatik regelt.

Mit Hilfe des Einsatzes einer spannungsbildenden Regelung lässt sich darüber hinaus eine PV-Anlage mit sämtlichen passiven Betriebsmitteln aufmagnetisieren und am Netzanschlusspunkt leistungslos zuschalten. Entsprechende Konzepte für die Anlagen-Betriebsführung wurden im Rahmen des Projektes untersucht und in Simulation und im Labormaßstab evaluiert.

Abbildung 83: Messergebnisse eines prototypisch realisierten PV-Wechselrichters zur Primärregelleistungsbereitstellung. Der Wechselrichter wird definiert abgeregelt betrieben und ist dadurch in der Lage, bei Über- und Unterfrequenz seine Wirkleistung hochdynamisch anzupassen

Abbildung 84 zeigt das Prinzipschaltbild einer PV-Großanlage. Die Zuschaltung des Schalters am Netzanschlusspunkt bedeutet in der Regel einen hohen Inrush-Strom, der vermieden werden kann, wenn die Umrichter zunächst die benötigte Ladeleistung der Anlage bis zu ihrem Netzanschlusspunkt aufbringen und anlagenseitig eine synchrone Netzspannung aufprägen. Durch geeignete Parallelschalteinrichtungen kann dann eine weitgehend leistungslose Zuschaltung auf das Verbundnetz erfolgen und es durch Bereitstellung angeforderter Wirk- und Blindleistung oder lokale Statiken für Wirk- und Blindleistung stützen.

Abbildung 84: Prinzipdarstellung einer PV-Großanlage

Darüber hinaus wurde ein Konzept erarbeitet, wie PV-/ Speicher-Anlagen unter Last ein Inselnetz bilden und weitere Lasten versorgen können. Dieses wurde in Simulation erprobt. Abbildung 85 und Abbildung 86 zeigen das Simulationsmodell und die Verläufe von Strom und Spannung während der Wiederaufbau-Sequenz. Zunächst bildet ein Wechselrichter die Spannung bis zu seiner Leistungsgrenze. Durch die Zuschaltung weiterer netzbildender Wechselrichter und die automatische Lastaufteilung wird mehr Erzeugungskapazität für die Spannungsfahrt hinzugenommen, bis die Last komplett versorgt wird.

Abbildung 85: Prinzipschaltbild einer Batteriespeicheranlage mit netzbildenden Wechselrichtern zur Simulation eines Netzaufbaus

Abbildung 86: Netzaufbau eines Inselnetzes mit netzbildenden Batteriewechselrichtern

Im Labormaßstab wurde der NWA mit einem netzbildenden Umrichter, sowie durch andere Umrichter simulierte Lasten und Erzeugungsanlagen im Rahmen des Abschlussworkshops demonstriert.

9.3 Microgrid-Controller

Autorin: Maria Nuschke

Der im Rahmen des Projektes „NETZ:KRAFT“ entwickelte Micro-Grid-Controller (MGC) wurde in einem mehrstufigen Prozess entwickelt. Die einzelnen Stufen werden in Tabelle 8 erläutert. Die Ergebnisse jeder Stufe werden gegen diejenigen der vorherigen Stufe validiert. Auf diese Art und Weise ist die strukturierte Entwicklung mit begleitenden Tests möglich.

Tabelle 8: Entwicklungsprozess Microgrid-Controller

Stufe	Prinzip-Skizze und Beschreibung
1. Software-in-the-Loop	 ▪ Entwicklung und Implementierung geeigneter Anlagenmodelle und des MGC in die Simulationsumgebung (MATLAB/Simulink) ▪ Schnelle Ausführung von stationären Langzeit-Simulationen mit größerer Simulationsschrittweite ▪ Dynamische Simulationen für Kurzzeiteffekte mit kleiner Simulationsschrittweite

2. Controller-Hardware-in-the-Loop	 ▪ Übertragung des Controller-Modells auf das Steuerungsgerät ▪ Berücksichtigung des gesamten dynamischen Modells durch Echtzeit-Simulation mit kürzerer Simulationszeit möglich ▪ Test der Performance der Steuerungshardware und Kommunikation
3. Power-Hardware-in-the-Loop	 ▪ Teilweiser Ersatz von Simulationsmodellen durch reale Hardware ▪ Test von Kommunikation, Leistungskomponenten und Zusammenwirken von Controller und realer Anlage ▪ Netzsimulation ermöglicht vielseitige Testszenarien
4. Hardware-/ Feldtest	 ▪ Reiner Hardwaretest als finaler Entwicklungspunkt

Die Aufgaben des MGC im Schwarzfall des übergeordneten Stromnetzes sind, sowohl den Versorgungswiederaufbau einer Versorgungsinsel im Verteilnetz zu initiieren, zu koordinieren und zu überwachen, als auch den anschließenden Inselbetrieb zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher bis zur Widerherstellung des übergeordneten Netzes zu gewährleisten.

Die Betriebsführung des Microgrid-Controllers wurde in Matlab/Simulink als Stateflow-Chart entwickelt und implementiert, siehe Abbildung 87, und nach erfolgreichem Software-in-the-Loop-Test für das Echtzeitsystem kompiliert. Als Zielsystem wurde eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) der Firma BACHMANN (MX220, CF 4GB) verwendet. Zusätzlich wurden Schnittstellen-Funktionen und Datenspeicherung direkt als SPS-Programm implementiert. Eine graphische Benutzeroberfläche ist ebenfalls erstellt worden, siehe Abbildung 88.

Abbildung 87: Toplevel Betriebsführung und Zustandsmaschine im MGC in Matlab/Simulink Stateflow

Abbildung 88: Überblicksseite der graphischen Benutzeroberfläche im Web-Interface des MGC

9.4 HGÜ-Systeme und ihre Regelung

Autor: Florian Mahr

Die Einbindung von HGÜ-Systemen in den Netzwiederaufbauprozess eröffnet neue Netzwiederaufbaupfade und stellt eine Möglichkeit dar, um intakte Teilnetze oder Inselnetze über große Distanzen während des Netzwiederaufbaus zu nutzen. Je nach Beschaffenheit des örtlich weit entfernten Teilnetzes können Erzeuger und/oder Lasten für den Netzwiederaufbauprozess im betrachteten Netzwiederaufbaugebiet nutzbar gemacht werden. Als Beispiel sei hier ein Offshore-Windpark und ein nicht synchronisiertes Inselnetz, welches einen vollständigen Blackout abwenden konnte, genannt.

HGÜ-Systeme sind über Stromrichter an das Übertragungsnetz angeschlossen. Hinsichtlich der Initiierung des Kommutierungsvorgangs unterscheidet man zwischen selbstgeführten und netzgeführten Stromrichtern. Letztere sind nicht ohne zusätzlichen Hardwareaufwand (Filter, Stromrichter oder Generator) schwarzstartfähig. Zudem tritt eine höhere Spannungsbelastung an den Thyristoren im Vergleich zum stationären Betriebszustand bei Nennleistung auf und Wirk- und Blindleistung sind nicht unabhängig voneinander regelbar. Sie werden daher im Folgenden nicht weiter diskutiert. In modernen Anlagen werden selbstgeführte Stromrichtertopologien basierend auf IGBTs verwendet, die derartige Nachteile nicht aufweisen. Der Modulare Multilevel-Umrichter (engl.: modular multilevel converter, MMC) hat sich dabei als Standardvariante durchgesetzt.

Regelungsverfahren sind für das Verhalten auf der Netzseite eines selbstgeführten Stromrichters maßgeblich. Man unterscheidet hinsichtlich der Wirkungsweise im Netz grundsätzlich zwischen netzspeisenden (engl.: grid-feeding-mode) und netzbildenden Regelungsverfahren (engl.: grid-forming-mode). Das Verständnis dieser Konzepte ist notwendig, um den Netzbetrieb mit leistungselektronischen Komponenten zu verstehen und gezielt beeinflussen zu können.

Netzspeisende Regelungsverfahren stellen den aktuellen Stand der Technik dar, sind die am häufigsten verwendete Reglungsvariante und wirken zusammen mit ihrer Anschlussimpedanz aus Netzsicht wie eine Stromquelle. Diese kann konstante Wirk- und Blindleistungsanteile mit dem Netz austauschen oder mittels einer überlagerten P(f)- und Q(U)-Statik netzunterstützend wirken. Man bezeichnet diese Erweiterung als netzunterstützenden Modus (engl.: grid-supporting-mode). Dieser Betriebsmodus erfordert eine oder mehrere netzbildende Einheiten im aufzubauenden Netz, kann aber sowohl die Geschwindigkeit des Netzwiederaufbaus als auch die Netzstabilität erhöhen.

Netzbildende Regelungsverfahren ermöglichen der HGÜ-Station unter der Voraussetzung, dass die DC-Seite ausreichend Leistung zur Verfügung stellt, als Netzbildner betrieben zu werden. Derart geregelte Stromrichter bilden in Kombination mit passiven Bauelementen das Verhalten einer Spannungsquelle nach. Hierbei werden sowohl die Spannungsamplitude, die Frequenz als auch der Phasenwinkel von der HGÜ-Station vorgegeben. Im Gegensatz zu rotierenden elektrischen Maschinen besteht kein physikalisch inhärenter Zusammenhang zwischen der Gleichspannung und der eingeprägten Netzfrequenz.

Von grundsätzlicher Bedeutung für netzbildende Regelung ist die Strombegrenzung an den Ausgangsklemmen des Stromrichters. Analog zum Verhalten einer Spannungsquelle können sich theoretisch Ströme beliebig hohen Wertes einstellen, die den Netzwiederaufbauprozess massiv gefährden und einen Rückfall in den Blackout bedeuten können. Eine Schutzauslösung oder die Zerstörung von Betriebsmitteln aufgrund von Überströmen können mögliche Ursachen hierfür sein. Im Zuge dessen wurde ein neuartiges netzbildendes Regelungsverfahren auf Basis einer modellprädiktiven Regelung (engl.: model predictive control, MPC) entwickelt, welches innerhalb des Regelalgorithmus Strombegrenzungen berücksichtigt und so einen sicheren Betrieb gewährleistet. Theoretische Grundlagen und Simulationsergebnisse sind in [Mahr, Jaeger 2018] zu finden.

Dieser Algorithmus wurde zusätzlich um die Berücksichtigung von unsymmetrischen Netzzuständen, die beispielweise durch unsymmetrische Lasten oder unsymmetrische Fehler entstehen können, erweitert. Neben der Berücksichtigung von unsymmetrischen Strömen innerhalb der Strombegrenzung wurde eine aktive Spannungssymmetrierung in [Mahr, Jaeger 2018] vorgestellt. Die HGÜ-Station kann somit selbst unter unsymmetrischen Netzzuständen ein symmetrisches Spannungssystem bereitstellen.

Ein entscheidender Aspekt beim Netzwiederaufbauprozess ist das Hochfahren der Systemspannung auf Betriebsspannung. Während dieses Vorgangs soll die Regelung der netzbildenden Einheit einer Solltrajektorie exakt folgen, um unerwünschte Effekte, wie beispielsweise ein Transformator-Inrush, zu vermeiden. Zu diesem Zweck wurde ein fortschrittliches Regelungskonzept entworfen, welches sich wiederrum die Vorteile einer MPC zu Nutze macht. Aufgrund der vorausschauenden Arbeitsweise ist es möglich, zukünftigen Sollwertänderungen präzise zu folgen und so eine rampenförmige Spannungsfahrt mithilfe der netzbildenden HGÜ-Station durchzuführen. Details hierzu und Spannungsverläufe können [Mahr, Jaeger 2018a] entnommen werden.

Wie oben erwähnt, haben Stromrichter im Vergleich zu rotierenden elektrischen Maschinen hinsichtlich der Wahl der Frequenz einen Freiheitsgrad: Die eingeprägte Netzfrequenz ist frei wählbar und kann somit als systemweite Informationsvariable genutzt werden. Regenerative Erzeuger und Energiespeicher können so aktiv in den Netzwiederaufbauprozess eingebunden werden. In [Mahr, Jaeger 2018a] ist eine regelungstechnische Methode vorgestellt, durch die eine HGÜ-Station frequenzvariabel ohne Regelabweichung arbeiten kann. Dieses fortschrittliche Regelungskonzept kann beispielsweise für die Nutzung eines Offshore-Windparks als Schwarzstarteinheit genutzt werden, siehe Kapitel „Offshore-Windpark als Schwarzstarteinheit“.

Stromrichterregelung und Netzschutz sind betriebstechnisch eng miteinander verknüpft und dürfen in Netzen mit einem maßgeblichen Anteil leistungselektronisch angeschlossener Komponenten nicht unabhängig voneinander betrachtet werden. Grund hierfür ist, dass Stromrichter aus physikalischen Gründen ein abweichendes Verhalten, welches darüber hinaus durch die flexible Regelung bestimmt wird, von bisherigen Kurzschlussquellen aufweisen. Auswirken auf das Schutzverhalten sind unter anderem die reduzierte Höhe des Kurzschlussstromes und Fault-Ride-Through-Betriebsarten, die gezielt zur Blindstromeinspeisung im Fehlerfall genutzt werden. Ein bedeutender Unterschied eines Stromrichters im Vergleich zu einer rotierenden elektrischen Maschine ist das Verhalten im Gegensystem: Während eine Maschine als Impedanz festen Wertes angenommen werden kann, kann ein Stromrichter das Verhalten einer Strom-, oder einer Spannungsquelle mit variabler Quellenimpedanz nachbilden. Zukünftig müssen Schutzverfahren auf diese Aspekte angepasst werden, um die zahlreichen neuen Möglichkeiten, die Stromrichter am Netz bieten, nicht einzuschränken.

Mehr Informationen in den Veröffentlichungen [Mahr, Jaeger 2018] und [Mahr, Jaeger 2018a].

9.5 Netzschutz

Autoren: Michael Jaworski, Maria Valov

Im Rahmen dieses Abschnittes erfolgt die zusammengefasste Darstellung der Projektergebnisse im Hinblick auf den Netzschutz. An dieser Stelle gilt es jedoch zu beachten, dass die hier dargestellten Ergebnisse zwar eine Tendenz aus den durchgeführten Schutzbewertungen aufzeigen, jedoch nicht auf alle Netze und Netzgegebenheiten übertragbar sind. Das Verhalten der Schutzsysteme und auch das übergeordnete Konzept, durch welches sie sich definieren, sind immer von der komplexen Kombination aus Netztopologie, Einspeiseleistung, Fehlerart und –ort sowie von den Anforderungen an den Schutz der Betriebsmittel abhängig. Durch die Zusammenarbeit der Projektpartner wurden die durchgeführten Arbeiten im Konsortium diskutiert. Somit bauen die Untersuchungen und Ergebnisse auf der Expertise aus Forschung und Praxis auf. Die Schutzuntersuchungen wurden anhand von Simulationen und Laborversuchen durchgeführt und verfolgten dabei folgende Hauptziele:

- Bewertung des Netzschutzverhaltens während des Netzwiederaufbau-Prozesses

- Analyse der Auswirkungen auf bestehende Schutzkonzepte beim Betrieb von Netzinseln während einer Großstörung

Dafür wurden Modelle von sowohl synthetischen als auch realen Netzen genutzt, die anschließend mit Modellen der Schutzeinrichtungen erweitert wurden. Die zahlreichen Ergebnisse aus den durchgeführten Schutzuntersuchungen zu mehreren Fallstudien lassen sich in folgende Themenkomplexe zusammenfassen:

- Kurzschlussleistung
- Inselnetzbetrieb
- Schalthandlungen
- Dynamik
- Vermeidung vom Wiederzusammenbruch
- Automatische Schutzkonzeptanalyse

Für die Ergebnisdarstellung werden schutztechnisch relevante Leitfragen aufgestellt und beantwortet. Eine ausführliche Begründung der getroffenen Aussagen erfolgt im Anhang.

9.5.1 Kurzschlussleistung

Welche Schutzfunktionen sind auf hohe Kurzschlussleistung angewiesen?

Prinzipiell sind nur Schutzfunktionen auf nennenswert hohe Kurzschlussleistungen angewiesen, welche das Stromkriterium in direkter Form anwenden, und dadurch die Anforderung stellen, dass der minimale Kurzschlussstrom den maximalen Betriebsstrom des geschützten Betriebsmittels betragsmäßig übersteigen muss. Im Hinblick auf die Hauptschutzebene betrifft dies nahezu ausschließlich die Überstromanregung des Distanzschutzes, die Überstromzeitschutzfunktionen sowie Sicherungen, welche primär in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen vertreten sind (Abbildung 89). Folglich kann festgehalten werden, dass Schutzsysteme auf 110 kV Ebene und im Übertragungsnetz zur Fehlerdetektion nicht auf hohe Kurzschlussleistungen angewiesen sind. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass über alle Spannungsebenen hinweg ein auf dem Stromkriterium basierender Reserveschutz vorkommt.

Abbildung 89: Klassische Schutzkonzepte in unterschiedlichen Spannungsebenen

Wie verhält sich die Kurzschlussleistung innerhalb der unterschiedlichen Spannungsebenen bei einem klassischen NWA aus dem Übertragungsnetz?

Befindet sich in einer frühen Phase des NWA die einzige fehlerstromspeisende Quelle innerhalb des Übertragungsnetzes, so wirkt sich eine starke Variation der auf Übertragungsnetzebene verfügbaren Kurzschlussleistung kaum auf die unterlagerten Spannungsebenen aus. Aufgrund der Tatsache, dass Schutzfunktionen, welche auf dem Stromkriterium basieren, nicht in Spannungsebenen auftreten, in welche sich die hier beschriebene Variation der Kurzschlussleistung ausbreitet, sind keine Anregeprobleme zu erwarten. Auf der Reserveschutzebene hingegen, die überwiegend auf Überstromzeitschutz basiert, kann bei einer Variation der Kurzschlussleistung die Zuverlässigkeit der Schutzanregung nicht mehr gewährleistet werden.

Wie verhält sich die Kurzschlussleistung innerhalb der unterschiedlichen Spannungsebenen bei einem NWA, welcher vom Verteilnetz ausgeht?

Befindet sich die einzige Fehlerstromquelle auf 110 kV Ebene, so können Anregeprobleme während eines Fehlerfalles auf allen Netzebenen weitestgehend ausgeschlossen werden. In diesem Kontext wird jedoch die Verwendung der Impedanzanregung für Distanzschutzfunktionen empfohlen. Wird der NWA mit Beginn auf Mittelspannungsebene ausgeführt, besteht hingegen ein nennenswert hohes Risiko hinsichtlich des Ausbleibens der Anregung bei Fehlern auf der entsprechenden und den überlagerten Spannungsebenen.

Können im Zuge einer Spannungsfahrt schutztechnische Probleme auftreten?

Wird eine Spannungsfahrt innerhalb eines Netzabschnittes durchgeführt, welcher einen bereits anstehenden Kurzschluss beinhaltet, so lässt sich die Problematik der Fehlererkennung im Hinblick auf die gängigsten Fehlerschutzfunktionen anwenden:

- Distanzschutz Anregung: Unter Verwendung der Impedanzanregung erfolgt eine sichere Anregung.
- Distanzschutz Zonenalgorithmus: Es bestehen keine Probleme hinsichtlich der selektiven Anwendung des Zonenalgorithmus.
- Differentialschutz: Prinzipiell weißt der Algorithmus der Schutzfunktion keine Probleme diesbezüglich auf, jedoch besteht die Gefahr der Schutzblockierung durch Überwachungsfunktionen, welche den kontinuierlichen Anstieg des Differentialstromes ohne gleichzeitigen Spannungssprung als Messfehler einstufen.
- Überstromzeitschutz: Hier ist mit Anregeproblemen zu rechnen.

Treten Anregeprobleme durch verringerte Kurzschlussleistung auf, wenn der NWA auf Umrichter-Quellen basiert?

In Bezug auf diese Betrachtung ist eine Unterscheidung in HGÜ-Umrichter und umrichterbasierte DEA vorzunehmen. Hinsichtlich der Fehlerspeisung durch HGÜ-Kopfstationen im Übertragungsnetz bestehen keine Anregeprobleme, da die Schutzfunktionen auf diesen Spannungsebenen nicht auf dem Stromkriterium basieren. Betrachtet man die Fehlerspeisung durch im Verteilnetz installierte DEA, ist eine individuelle Prüfung vorzunehmen. Unter den Voraussetzungen, welche diesbezüglich im Anhang ausführlicher beschrieben sind, werden jedoch auch in diesem Fall kaum Anregeprobleme erwartet.

9.5.2 Inselnetzbetrieb

Welche Auswirkungen hat der Inselbetrieb auf bestehende Schutzkonzepte?

Beim Entkoppeln eines Netzbereiches vom Verbundnetz und Weiterbetrieb als eine Netzinsel ändert sich vor allem das vorhandene Kurzschlussniveau. Bilden die DEA die einzigen Fehlerstromquellen innerhalb einer Netzinsel, so ergeben sich für bestehende Schutzkonzepte folgende Herausforderungen:

- Durch den Wegfall des Verbundnetzes und damit der Hauptquelle des Fehlerstroms, kommt es zu einer signifikanten Veränderung in Betrag und Richtung der Fehlerstromflüsse, die die Detektion von Kurzschlüssen durch Schutzgeräte erschwert. Klassische Schutzkonzepte sind dabei nicht immer für eine sichere und selektive Fehlerisolation ausreichend und es können Anregeprobleme während eines Fehlerfalls auftreten.
- Insbesondere in Netzinseln mit im Stich angeschlossenen DEA (überwiegendes Anschlusskonzept im MS- und HS-Netz) muss der Schutz für Stammleitungen genau analysiert werden. Durch die Änderungen in der Fehlerstromrichtung im Inselbetrieb kann es in bestimmten Fehlerfällen vorkommen, dass die Schutzeinrichtungen mit Fehlereintritt nicht anregen bzw. die geforderte Abschaltzeit nicht einhalten.
- Werden stromrichterbasierte DEA mit spannungseinprägender Charakteristik (wie z.B. virtuelle Synchronmaschine) eingesetzt, so müssen vor allem die Einstellungen des Spannungsschutzes berücksichtigt werden. Da diese Erzeugungsanlagen als Netzbildner agieren, sollen diese so lange wie möglich am Netz verbleiben und sich am Wiederherstellen der Versorgung beteiligen. Eine zu schnelle Trennung durch Schutzeinrichtungen bei Spannungseinbrüchen soll demnach verhindert werden.

Der Aufwand von möglichen Lösungsoptionen für die aufgelisteten Herausforderungen ist abhängig von mehreren Faktoren, wie der Spannungsebene, die die Netzinsel umfasst, sowie den Anforderungen an das Schutzkonzept innerhalb der Netzinsel. Da der Betrieb einer Netzinsel keinen Normalbetrieb darstellt, werden in diesem Fall andere Anforderungen an das Schutzsystem gestellt, die nicht in gleicher Weise wie für den Normalbetrieb erhoben werden. Dementsprechend ergibt sich die Komplexität der Anpassungen bzw. Modifikation von Schutzsystemen für den Inselbetrieb. Die Tendenz aus den Untersuchungen zeigt, dass eine Versorgungsinsel in der Hochspannung mit weniger Anpassungen verbunden ist, da die Schutzkonzepte in diesen Netzen überwiegend auf dem Einsatz des Distanzschutzes und Differentialschutzes basieren. Diese sind nicht auf hohe Fehlerströme angewiesen, womit sich die Änderung des Kurzschlussniveaus im Inselbetrieb weniger auf die Schutzkonzepte auswirkt. Basiert der Reserveschutz auf dem Überstromkriterium, so muss dieser jedoch überprüft und ggf. angepasst werden. Außerdem können aufgrund der Richtungsvariation der Fehlerstromflüsse Anregeprobleme und Abschaltzeitverzögerungen auftreten. Eine Versorgungsinsel in der Mittel- und Niederspannung ist mit mehr Aufwand verbunden, da in diesen Spannungsebenen einfachere Schutzsysteme überwiegend basierend auf dem Überstromkriterium eingesetzt werden. Schutzgeräte, die mit Strom- und Spannungsmessung ausgestattet sind und damit eine Richtungserkennung ermöglichen, sind generell eine Mindestvoraussetzung für einen Inselbetrieb. Diese Voraussetzung erfüllen der gerichtete Überstromzeitschutz sowie der Distanzschutz. Bei einer Versorgungsinsel, die auch die Niederspannung umfasst, müssen die eingesetzten Sicherungen überprüft werden. Untersuchungen haben gezeigt, dass dabei Sensitivität- und Selektivitätsprobleme auftreten können. Die hier getroffenen Aussagen basieren auf den Ergebnissen aus durchgeführten Fallstudien. Ein Beispiel dafür ist im Abschnitt Fallstudie „Netzinsel Hochspannung, Lastknoten Sylt“ beschrieben, im Rahmen dessen Schutzuntersuchungen für eine Hochspannungs-Netzinsel, die über Windparks versorgt wird, durchgeführt wurden.

9.5.3 Schalthandlungen

Kann der klassische Inrush-Effekt, welcher beim Einschalten von Transformatoren auftritt, ein Problem für den NWA darstellen?

Da die in diesem Kontext auftretenden Ströme deutlich höher als der Nennstrom des Transformators ausfallen, besteht die Gefahr der Überfunktion einzelner Schutzfunktionen. Dies stellt jedoch in der Praxis kein Problem dar, weil in der Regel ein rasches Abklingen der Magnetisierungsströme auftritt und die Blockierung der Schutzfunktionen während dieser Phase durch das 100 Hz Kriterium oder das CWA Verfahren erfolgt. Wird der NWA in Netzbereichen durchgeführt, die bisher dafür nicht ausgelegt wurden, so muss darauf geachtet werden, dass der Transformatorschutz die Funktion zur Erkennung von Inrush-Strömen besitzt und diese aktiviert ist.

Kann der Sympathetic-Inrush-Effekt ein Problem für den NWA darstellen?

Dieser Effekt zeigt gegenüber seinem klassischen Pendant ein deutlich verzögertes Abklingen der Stromamplitude, weshalb er auch das Ansprechen von Reserveschutzfunktionen mit erhöhter Verzögerungszeit herbeiführen kann. Zusätzlich ist eine Blockierung des Leitungsschutzes durch das 100 Hz Kriterium und das CWA Verfahren in manchen Fällen unwirksam.

Sollten offene Ringstrukturen auf der 110 kV Ebene während des NWA geschlossen werden?

Ja sollen sie, denn der Vorteil des geschlossenen Ringnetzes besteht in einer redundanten Anbindung der Lasten und DEA. Kurzschlüsse und die damit verbundenen Schutzreaktionen könnten bei Unterlassung des Ringschlusses deutlich höhere Wirkleistungssprünge im System hervorrufen, was mit einer Gefährdung der Frequenzstabilität einhergeht.

9.5.4 Dynamik

Kann die Pendelung zwischen elektrischen Maschinen während des NWA zur Überfunktion des Netzschutzes führen?

Während sich das Energieversorgungssystem im Wiederaufbauzustand befindet, ist mit einem verringerten Niveau der Polradwinkelstabilität zu rechnen. Pendelungen einzelner Maschinen oder aus ihnen gebildete Gruppen können selbst bei stabilen Pendelvorgängen zur Überfunktion des Distanzschutzes führen. Dahingehend ist diese Schutzfunktion durch eine Pendelsperre zu stabilisieren. Diese wird auf Übertragungsnetzebene in der Regel eingesetzt, ist jedoch auch im Verteilnetz erforderlich, wenn inselnetzbasierte NWA Konzepte mit mehr als 2 Synchronmaschinen auf dieser Ebene durchgeführt werden.

9.5.5 Vermeidung des Wiederzusammenbruchs

Gibt es schutztechnische Möglichkeiten, um Blackouts und Wiederzusammenbrüche durch Kaskadenausfälle zu vermeiden?

Eine Vielzahl von Blackouts geht auf Kaskadenausfälle zurück und ebenso bedroht dieses Szenario auch den Netzwiederaufbau in seiner fortgeschrittenen Phase. Abhilfe bietet die Ausstattung kritischer Übertragungskorridore mit proaktiven Überlastschutzsystemen, welche durch Eingriffe in die Lastflusssteuerung den Kaskadenausfall verhindern.

9.5.6 Automatische Schutzkonzeptanalyse

Wie lassen sich Schutzkonzepte, deren Einstellungen für den Normalbetrieb ausgelegt sind, auf die Wirksamkeit in den einzelnen Phasen des NWA überprüfen?

Klassische worst-case Betrachtungen durch Schutzexperten sind auf Basis der unterschiedlichen Wiederaufbauszenarien und deren Vielzahl an Einzelschritten nur mit unvertretbar hohem Zeitaufwand umsetzbar. Daher wird der Einsatz automatisierter Schutzanalysealgorithmen empfohlen, die das Schutzsystem gemäß der Kriterien Fehlerklärungszeit, Selektivität und Einspeiserentkupplung unter Betrachtung sämtlicher Fehlerorte und Fehlerarten für alle Einzelschritte des NWA überprüfen.

Eine ausführliche Begründung der dargestellten Antworten erfolgt im Anhang zu diesem Bericht.

9.6 Prüfverfahren

9.6.1 Verhalten bei transienten Überspannungen

Autor: Nils Schäfer

Der Netzwiederaufbau (NWA) umfasst u.a. Schalthandlungen, die für die Zuschaltung bzw. Kopplung von Netzabschnitten oder Last- und Erzeugerzentren erforderlich sind. Die im Rahmen von Schalthandlungen möglicherweise auftretenden Überspannungen sind im Hinblick auf Verträglichkeit für Netzbetriebsmittel und angeschlossene Komponenten wie Lasten und Erzeuger zu untersuchen und zu bewerten.

Vor diesem Hintergrund wurden technische Randbedingungen und normative Anforderungen für Prüfungen an Erzeugungseinheiten und -anlagen beschrieben und Empfehlungen für technische Mindestanforderungen an dazu eingesetzte Testinfrastrukturen erarbeitet. Dabei wird im Speziellen auf die „Fähigkeit zum Weiterbetrieb von Erzeugungseinheiten (EZE) bei Überspannungen“ eingegangen (englisch: „OVRT / Over-Voltage-Ride-Through capability“), die einen Teil der in Netzanschlussrichtlinien spezifizierten „FRT-Fähigkeit“ darstellt („Fähigkeit zum Weiterbetrieb bei Netzstörungen“, englisch: „FRT / Fault-Ride-Through capability“). Untersucht wurden Test-Konzepte, die ohne die Verwendung von Netzsimulatoren auskommen.

Wichtige Punkte bzgl. technischer Mindestanforderungen an die Testinfrastruktur / Prüfeinrichtung sind:

- Es sind verschiedene Wertebereiche (der Spannungsamplitude) sowie „Fehlerarten“ (symmetrische/ unsymmetrische Spannungsänderung) abzudecken entsprechend der relevanten Normen / Richtlinien.
- Die Anforderungen an die Dynamik entsprechend der relevanten Normen / Richtlinien sind zu erfüllen.
- Während der Prüfung darf der Stromfluss des Prüflings zum Netz nicht unterbrochen werden (kontinuierlicher Betrieb).
- Die Prüfungen müssen reproduzierbar sein („Reproduzierbarkeit“). Diesbezüglich ist zum Beispiel der Einfluss des Netzanschlusspunktes besonders zu beachten.
- Bei mobilen Prüfeinrichtungen muss eine Flexibilität bzgl. des Netzanschlusspunktes (Nennspannungen, Kurzschlussleistung) berücksichtigt werden.
- Es muss eine Flexibilität bzgl. der Leistungsgröße der zu testenden Erzeugungseinheit/ -anlage berücksichtigt werden.
- Aus der Sicht des Prüflings sollen vor und nach einer Prüfung die gleichen Netzverhältnisse herrschen, wie sie ohne eine Prüfeinrichtung herrschen würden. (Beim UVRT ist die „Schwächung“ des Netzes durch die direkt vor/nach der Prüfung eingefügte Längsimpedanz zu berücksichtigen. Die

hierbei verwendete Längsimpedanz ist verhältnismäßig groß im Vergleich zu einer OVRT-Trafoimpedanz.)

- Rückwirkungen der Prüfungen auf das öffentliche Netz müssen möglichst vermieden werden bzw. sind zu minimieren.

Vor- und Nachteile verschiedener Konzepte sind in der nachfolgenden Tabelle gegenübergestellt.

Tabelle 9 Gegenüberstellung der betrachteten Konzepte für OVRT-Prüfeinrichtungen

Konzept	**Kriterien (Vorteil ++, + , -, -- Nachteil)**						
	Leistungsbereich	Dynamik	Genauigkeit/ Einschwingzeit	Einfachheit	Mobilität	Robustheit	Vielseitigkeit
Kondensatorbasierte OVRT-Prüfeinrichtung	++	+	+	--	+	+	+
Reaktanzbasierte OVRT-UVRT-Prüfeinrichtung	++	+	+	-	+	+	+
Prüfeinrichtung mit MS-MS-Stufentransformator	++	-	-	+	+	+	+
Prüfeinrichtung mit NS-NS-Spartransformator und Schaltung über IGBTs	-	+	+	+	+	+	++

9.6.2 Anlagensteuerung

Autoren: Christoph Nölle, Wolfram Heckmann

Es wurden Kommunikationsanforderungen an Anlagenpools untersucht, ausgehend aus Sicht der Regelleistungserbringung und erweitert auf den Netzwiederaufbau. Beispielhaft wurde der VHPready-Standard untersucht, der ein Kommunikationsprofil für virtuelle Kraftwerke darstellt, und auch eine Testspezifikation beinhaltet. Aktuell wird die Entwicklung der Spezifikation hauptsächlich mit Blick auf den kommerziell relevanteren Anwendungsfall Sekundärregelleistung vorangetrieben, es wurde deshalb untersucht, inwiefern auch die Anforderungen des NWAs abgedeckt werden, bzw. welche Erweiterungen dafür notwendig sind. VHPready basiert auf den Fernwirkprotokollen IEC 60870-5-104 bzw. IEC 61850, die alternativ genutzt werden können. Insbesondere für die IEC 61850 existiert bereits eine detaillierte Testspezifikation in Form einer Technischen Spezifikation (TS) der IEC, sowie Test procedures und Akkreditierungsrichtlinien von der Nutzergruppe UCA. Die VHPready-Testspezifikation baut auf den bestehenden Spezifikationen auf, und trifft einige weitere Festlegungen. Sie enthält jedoch keine funktionalen Anforderungen, so dass alle Geräte die zur Erbringung von Systemdienstleistungen zugelassen werden sollen, weiterhin ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen müssen, auch wenn sie bereits VHPready zertifiziert sind.

Ein umfassender Test wurde beispielhaft am Testsystem für PV- und Batteriewechselrichter skizziert, das im Labornetzwerk IEA ISGAN-SIRFN implementiert wurde, welches eine solche funktionale Testspezifikation darstellt, und als Vorbild für eine entsprechende Erweiterung von reinen Kommunikationsanforderungen, wie sie in VHPready beschrieben werden, dienen kann.

Müssen zukünftig vermehrt Systemdienstleistungen durch verteilte Anlagen erbracht werden, so ist ein vereinfachter Prozess der Präqualifikation anzustreben. Standardisierte Kommunikationsschnittstellen sind eine wichtige Voraussetzung dafür, darüber hinaus sollten Testspezifikationen entwickelt werden, welche auch die elektrischen Anforderungen der entsprechenden Dienstleistungen abdecken. Für verschiedene Services, wie Regelleistung oder Netzwiederaufbau, könnten unterschiedliche Profile entwickelt werden, die Kommunikationsschnittstelle sollte jedoch einheitlich gewählt werden.

Es ist anzustreben, die Präqualifikation von Anlagen soweit möglich durch Zertifizierung von Produktlinien zu ermöglichen, und individuelle Tests zu reduzieren. Zu klären bleibt, inwiefern dies für Anlagenpools mit unterschiedlichen Anlagentypen umsetzbar ist.

Zu berücksichtigen sind insbesondere die Kommunikationsanforderungen:

- Verfügbarkeit (u.a. eine redundante Anbindung an die Leitwarte des ÜNBs/System Operators)
- Kommunikationssicherheit (z.B. VPN-Tunnel) und organisatorische Sicherheit
- Festlegung des Kommunikationsprotokolls und der zu unterstützenden Datenpunkte, ggf. mit Optionen (s. VHPready)
- Monitoring: Bereitstellung von Messwerten an die übergeordnete Ebene
- Verhalten der Anlage im Normalbetrieb
    - Vorhalten von Reserveleistung/ Bereitstellen von Blindleistung, synthetischer Trägheit, etc.
- Verhalten der Anlage bei Systemstörungen
    - Fault-Ride-Through/ Frequenzabweichungen/ Inselbildung/ Verhalten bei Spannungswiederkehr
- Schalthierarchie
    - Umgang mit unterschiedlichen Anforderungen verschiedener Akteure (Bsp.: Vorrang von netzkritischen Schalthandlungen vor marktgetriebenen Operationen, aber bspw. auch das Verhältnis von Einspeisemanagement des VNBs zu Regelleistungsanforderungen des ÜNBs).

Für den Aufbau eines Testsystems für verteilte Anlagen, mit dem Fokus auf Netzwiederaufbau, wurden Empfehlungen erarbeitet. Ein Testsystem sollte die folgenden Komponenten beinhalten:

- Testmaster: zentraler Computer, der die Koordination der Tests übernimmt, und idealerweise eine automatisierte Auswertung durchführt.
- Leitstellensimulation: diese sendet Befehle an die technische Anlage und empfängt Messdaten.
- Netzsimulation: eine konfigurierbare Leistungsquelle/ -senke.
- Messinfrastruktur: Sensorik zum Aufnehmen der Kennlinien in ausreichend hoher Zeitauflösung.
- Device under test: üblicherweise eine technische Anlage die Netzdienstleistungen erbringen kann, wie bspw. ein Wechselrichter oder Blockheizkraftwerk. Reine Konformität der Kommunikationsstrecke kann auch für Kommunikationsgateways bzw. die Leitstelle getestet werden, diese Fälle sollen hier jedoch nicht separat betrachtet werden.

9.7 Bewertungsverfahren

9.7.1 Automatisierte Netzanalyse zur Bewertung der Möglichkeiten zum Aufbau eines Inselnetzes

Autor: Daniel Lohmeier

Ziel der automatisierten Netzanalyse ist eine vereinfachte, schnelle Bewertung von Netzen hinsichtlich der Durchführbarkeit unterschiedlicher Inselnetzkonzepte auf Basis von Erzeugungs- und Lastzeitreihen. Damit kann identifiziert werden, in welchen Netzbereichen ein Inselnetz stabil betrieben und die vorhandenen Ressourcen gut genutzt werden können. Dabei wurde viel Wert auf die Visualisierung der Ergebnisse sowie die Schnelligkeit der Durchführung gelegt, um eine Entscheidungsgrundlage für die Investition in weitergehende Untersuchungen oder die technische Aufrüstung zu liefern. Dazu wurden drei Use Cases definiert, für die Tools zur bilanziellen Bewertung unter Berücksichtigung technischer Parameter entwickelt wurden. Dies geschieht auf Basis von Erzeugungs- und Lastzeitreihen sowie Topologieanalysen, um die Überbrückung unterschiedlicher Ausfälle zu bewerten. Die Ergebnisse werden nachfolgend zusammengefasst. Eine ausführliche Beschreibung kann dem Anhang entnommen werden.

1. Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage

Bei diesem Use Case wurde analysiert, wie hoch der Beitrag von dezentralen Erzeugern bei der Wiederversorgung mittels Netzersatzanlage (NEA) sein kann. Dabei wurde angenommen, dass die Erzeugung bei Unterschreitung der Mindestlast der NEA gemäß VDE AR 4105 abgeregelt wird. Es zeigte sich, dass der Beitrag der dezentralen Erzeuger sehr begrenzt ist und insbesondere durch die Absenkung von 48 auf 0 % bei 51,5 Hz gemäß der P(f)-Charakteristik u.U. oft so viel abgeregelt werden muss, dass sich sogar ein Zubau von PV-Anlagen in der Niederspannung negativ auswirken kann.

2. Inselnetz Niederspannung mit Batterie und netzbildendem Wechselrichter

In diesem Fall wurde angenommen, dass das Inselnetz durch einen inselnetzfähigen Wechselrichter aufgebaut wird. Es zeigte sich, dass der Beitrag der dezentralen Erzeuger in diesem Fall deutlich erhöht werden kann und auch ein Zubau von PV-Anlagen in der Niederspannung deutlich hilfreicher ist. Allerdings bleibt fraglich, ob der Einsatz von Batterien für den Fall der Inselnetzbildung im Falle von Großstörungen allein wirtschaftlich sinnvoll ist. Ein für diesen Use Case entwickeltes Dimensionierungstool kann dabei unterstützen eine Batterie gemäß vorgegebener Ziele auch für den Inselnetzbetrieb auszulegen.

3. Inselnetz Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage

In diesem Use Case wurde untersucht, welche Netzgebiete bei Versorgung durch eine Biogasanlage als Netzbildner unter Einbeziehung des Mittelspannungsnetzes versorgt werden können. Dieser Anteil ist sehr stark von der Durchmischung dezentraler Erzeuger und Lasten sowie der Netztopologie abhängig. Dabei muss berücksichtigt werden, welche Schalter im Netz unter Last schaltbar sind. Abbildung 90 zeigt beispielhaft für drei verschiedene Ausfallzeiträume die versorgbaren Netzgebiete bei einem städtischen Netz, für das ein PV-Zubauszenario umgesetzt wurde.

Abbildung 90: Versorgbares Gebiet für ein Ausfallszenario im Use Case Inselnetz Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage. Rot markiert ist das versorgbare Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall an einem Herbstmorgen (links) bzw. an einem Frühlingsmorgen (rechts).

9.7.2 Bewertung von Kommunikationsverfügbarkeiten dezentraler Anlagen durch ein Geoinformationssystem

Autor: Sven Liebehentze

Hintergrund Bei einem großflächigen Stromausfall ist die Frage nach der Kommunikationsverfügbarkeit von dezentralen Anlagen wichtig, um sie im jeweiligen Aufbauszenario sinnvoll und zuverlässig berücksichtigen zu können. Von Interesse sind hier bspw. die folgenden Fragen

- Wie lange sind Anlagen nach einem Ausfall noch kommunikationstechnisch erreichbar?
- Wie lange dauert es voraussichtlich bis eine spezielle dezentrale Anlage nach einem großflächigen Ausfall wieder erreichbar ist?

Für die Beantwortung dieser Fragen wurde eine Software entwickelt, die auf Basis von geeigneten Daten Aussagen hierzu treffen kann.

Zum heutigen Zeitpunkt sind in einem Netzwiederaufbau nur kleine Teilprozesse automatisiert. Viele Abstimmungen finden nach wie vor in der Mensch-zu-Mensch-Interaktion statt wie etwa die Absprache zwischen Netzleitstellenpersonal und Kraftwerkspersonal. Auf dem Weg zum langfristigen Ziel einer hohen Automatisierung von Netzwiederaufbauprozessen steht das Zwischenziel einer besseren Teilautomatisierung. Mittelfristige Ziele hierfür werden die Entwicklung von Mensch-zu-Maschine-Systemen sein, um gerade auch vor dem Hintergrund der zunehmenden Integration dezentraler Energieanlagen im Stromnetz das Gesamtsystem weiterhin beherrschen zu können. Die Betrachtungen bei dieser Softwareentwicklung zielten genau auf ein solches System ab. Hierbei leiten sich Fragen ab, die eng mit der Frage des User-Experience-Designs (UX-Designs) verknüpft sind:

- Wie kann Kommunikationsverfügbarkeit für einen Benutzer adäquat visualisiert werden?
- Wie kann die Frage nach einer Kommunikationsverfügbarkeit für eine Verbindung von einem Benutzer einfach definiert werden?

Weitere Fragen, die sich ableiten, sind:

- Wie genau sollen Aussagen über die Kommunikationsverfügbarkeit möglich sein?
- Wie gewährleistet man eine Echtzeitfähigkeit?
- Wie kann die Software als Kernintelligenz einfach mit verschiedenen Datenbeständen umgehen?

Betrachtungen Die Antworten auf die Fragen nach dem UX-Design mündeten in der Umsetzung durch ein Geoinformationssystem (GIS), da es sich zum einen um die Verarbeitung standortbezogener Daten handelt und zum anderen durch die Masse dieser Daten eine Aggregation der Informationen für Visualisierungszwecke unausweichlich ist. Dies schließt aber nicht eine Einschränkung der Genauigkeit von Aussagen aus und dient einzig der geeigneten Visualisierung. Um den Einsatz der Softwarebasis auch für einen operativen Betrieb nicht auszuschließen, war eine Anforderung an die Software, die Verfügbarkeitsaussagen on-the-fly berechnen zu können und das Softwaresystem vollständig zu kontrollieren. Aus diesem Grunde wurde eine Client-Server-Architektur mit Datenbank angestrebt.

Kommunikationsverfügbarkeitsanalysen hängen von vielen Betrachtungen ab. Diese sind unter anderem:

- Welche Kommunikationsnetze werden betrachtet? Geht es bspw. um IP-basierte Kommunikation, werden Funknetze oder kabelgebundene Netze betrachtet?
- Welches Stromausfallszenario ist von Interesse?

Um mit der Software eine Plattform zu bieten, die unabhängig von diesen Einflussgrößen ist, ist die Berücksichtigung eines geeigneten Standarddatenformats ein entscheidendes Kriterium. Aus diesem Grunde wurde für die Software das GeoJSON-Format an allen Schichten der Softwarearchitektur verwendet. Das bedeutet, dass die Benutzeroberfläche Daten im GeoJSON-Format visualisiert, ein REST-Service (Representational State Transfer) in der Serverkomponente als GeoJSON verfügbar ist und die Rohdaten als GeoJSON in der Datenbank (NoSQL) persistiert werden. Da sämtliche standortbezogene Datenformate leicht in GeoJSON transformiert werden können, bietet die Software die Möglichkeit mit wenig Aufwand die Analyseergebnisse durch ein anderes System via REST weiter zu verarbeiten oder die Quelldaten auf Datenbankebene zu verändern oder zu ersetzen und auch das User-Interface mit überschaubaren Aufwand zu erweitern.

Abbildung 91 Komponenten der GIS-Software

Die Software besteht im Wesentlichen aus zwei abgegrenzten Bereichen. Es gibt

- eine Heuristik-Komponente, die Rohdaten des Kommunikationsnetzes auf Basis von Heuristiken der Graphentheorie wie etwa Nearest-Neighbor und Kruskal's Algorithmus aufbereitet und
- eine Analyse-Komponente, die der eigentliche Kern der Software ist. Sie besteht aus Frontend, Backend-Server und Datenbank. Die Analyse-Komponente arbeitet mit den folgenden Szenarien als Input:
    - Ausfallsicherheitsszenarien, definiert durch Ausfallabsicherungen einzelner Kommunikationsknoten
    - Stromausfallszenarien, definiert durch einen zeitlichen Verlauf von Stromverfügbarkeit des Kommunikationsnetzes
- Für Demonstrationszwecke wurden verschiedene fiktive Szenarien analysiert. Unter anderem wurde ein beispielhafter Stromnetzwiederaufbau nach einem Blackout durch einen Aufbau mit konventionellen Kraftwerken betrachtet. Hierbei wird eine lineare Stromwiederversorgung skaliert anhand der Nennleistung des jeweiligen Kraftwerks beginnend durch schwarzstartfähige Kraftwerke angesetzt.

Abbildung 92 Screenshots der Kommunikationsverfügbarkeitsbetrachtung ausgehend vom Rhein-Erft-Kreis durch ein konventionelles Netzwiederaufbauszenario

Fazit Als zentrale Ergebnisse der Analysen und Implementierungen ist folgendes festzuhalten

- Es wurde eine Software als Basis für Kommunikationsverfügbarkeitsbetrachtungen durch Benutzer erstellt.
- Die Software ist echtzeitfähig und kann mit Hilfe von Echtzeitmessdaten als Basis für eine operative Software dienen.

- Die umgesetzten Heuristiken können für andere unvollständige Datenbestände angewendet werden.
- Durch die Datenstandardisierung mit GeoJSON können leicht verschiedene Daten integriert und verarbeitet werden.

Als Kernaussagen aus den Arbeiten ist das Folgende zu beachten

- Detailliertere Netzdaten generieren erst einen echten Mehrwert für die Software.
- Echte Detaildaten von Kommunikationsnetzen sind sehr schwierig zu bekommen.
- Das Kommunikationsthema wird aus diesem Grunde in den meisten Betrachtungen eher als Randthema von der Anforderungsseite her betrachtet.

Es ist von zentraler Bedeutung tiefergehende Analysen des Zusammenwirkens zwischen dem Stromnetz und dem Kommunikationsnetz durchzuführen. Dies ist nur durch die Berücksichtigung des Know-Hows von Telekommunikationsbetreibern und der Verfügbarkeit von Detailinformationen des passenden Telekommunikationsnetzes möglich.

9.8 Leitsystem

9.8.1 Trainingssimulationssystem

Autoren: Christian Rittger, Matthias Müller Mienack

Die Windkraft bezogenen NWA-Demonstrationstrainings wurden im GridLab Trainingszentrum in Schönefeld bei Berlin durchgeführt. Das dort verwendete Trainingssimulationssystem basiert auf dem PSI-Leitsystem PSIcontrol (Version 4.4), nähere Angaben zum GridLab-Trainingszentrum sind im Anhang „Trainingsumgebungen (GridLab)“ vermerkt. Um die Zukunftsszenarien realitätsnah in den Demonstrationsvorhaben simulieren zu können, mussten im Trainingssimulationssystem die Erzeugermodelle für konventionelle Kraftwerke und dezentrale Einspeisungen um verschiedene Funktionalitäten erweitert werden.

Hierzu wurde im ersten Schritt eine Softwareschnittstelle realisiert, so dass die Anbindung eines externen Modellierungsbausteins für einen hochaufgelösten, dynamischen Kohlekraftwerksblock ermöglicht wurde. Dies diente zur Simulation der Übergangsphase des Zusammenspiels von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

- erweiterte Kraftwerksfunktionalitäten: Nachdem von GridLab in Zusammenarbeit mit PSI ein dynamisches Kraftwerksblock-Modell auf Kohlebasis für die Demonstration des Hybridszenarios (Zusammenwirken von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen) in den Dispatchertrainingssimulator integriert und auf Tauglichkeit im Rahmen von Dispatchertrainings getestet wurde, wurden die gewonnenen Erfahrungen im Anschluss in eine erweiterten KW-Nachbildung umgesetzt und mit dem Abschluss eines umfangreichen Versionswechsel (Releasewechsel) der PSI-Leitsystemsoftware der GridLab zur Verfügung gestellt. Die erweiterten Funktionalitäten betreffen insbesondere die Berücksichtigung einer Drehzahlregelung für eine entsprechende Drehzahlsollwertvorgabe von KW-Blöcken mit dem gegebenen P-Regelverhalten. Desweiteren betrifft die Erweiterung ein automatisches Umsteuern von der Leistungsregelung in die Drehzahlregelung beim Fallen in den Blockeigenbedarfsinselbetrieb.

Im zweiten Schritt wurden die Modelle für erneuerbare Erzeugungsanlagen so erweitert, dass sie die Anschlussbedingungen nach VDE-AR-N 4120 vom Januar 2015 berücksichtigen. Die Modellierung ist dabei

sowohl als Bilanzelement mit unterschiedlichen Erzeugungsarten als auch als dezentrales Element eines Kraftwerkstyps möglich. Altanlagen können prozentual berücksichtigt werden.

- erweiterte Funktionalitäten für dezentrale Einspeiser: Bei der Vorbereitung und Entwicklung eines dynamischen Windkraftmodells zur Implementierung entsprechender Funktionalitäten in das vorhandene Dispatcher-Trainings-System (DTS) wurde der Fokus auf der Analyse der diskutierten Modelleigenschaften für WEA/WP aus Sicht des operativen Leitwartenpersonals gelegt. Hier ging es vor allem darum, unterschiedliche Detaillierungstiefen zu identifizieren und abzubilden, um später verschiedenen Trainingsanforderungen gerecht werden zu können. Die EE-Anlagen müssen z.B. mit einem erweiterten Betriebsdiagramm, zusätzlichen Regelungscharakteristiken sowie Grenzwertabschaltungsvermögen hinterlegt sein. Notwendig dafür war u.a. die Einführung sogenannter dezentraler Einspeiseelemente (DZE) als Ersatz für die bisher eingesetzten Bilanzelemente (gemischte Fremdeinspeisungen hinsichtlich Erzeugungs- und Lastverhalten). Diese DZE-Elemente, mit den für das NETZ:KRAFT-Projekt wichtigen neuen Funktionalitäten, stellen eine signifikante Erweiterung innerhalb der Trainingssimulator-Umgebung dar und standen mit Abschluss des Versionswechsel der PSI-Leitsystemsoftware in erforderlicher Weise zur Verfügung. Im Einzelnen wurden für erneuerbare Erzeugungsanlagen folgende Eigenschaften modelliert:
    - Zuschaltung nach Abschaltung von 1 bis 15 Minuten parametrierbar
    - Begrenzung des Leistungsgradienten nach Zuschaltung auf 10% Nennleistung pro Minute
    - Abregelung bei über 50,2 Hz mit bei 50,2 Hz eingefrorenem Wert von 40 % pro Hz
    - Vorgabe eines Anteils von Solaranlagen (Altanlagen), die bei 50,2 Hz abschalten
    - Generelle Frequenzabschaltung bei 47,5 Hz und 51,5 Hz
    - Spannungsabschaltung bei Über- und Unterspannung mit spannungsabhängiger Verzögerung
    - Möglichkeit zur Vorgabe von Q-Sollwerten und cos(φ)-Sollwerten
    - Einstellmöglichkeit für eine Q(U)-Regelung mit 4 Stützpunkten für das Q(U)-Diagramm
    - PQ-Diagramm mit , , , für alle erneuerbare Erzeugungsanlagen
    - Starkwindverhalten mit Leistungsreduktion an Stelle von Abschaltung bei über 25 m/s

Im Demonstrationsvorhaben ⇨„Trainingssimulator Wind“ konnte gezeigt werden, dass eine realitätsnahe Simulation des Gesamtverhaltens in den dort untersuchten Szenarien möglich war.

9.8.2 Betriebsführungssystem

Autor: Christian Rittger

In der Netzbetriebsführung weichen die Anforderungen an das Leitsystem im Fall eines Netzwiederaufbaus zum Teil stark von den Anforderungen des Normalbetriebs ab. So werden in diesem Fall zusätzliche Funktionen benötigt. Diese betreffen die Art der Visualisierung von Informationen über den Netzstand, zusätzliche Unterstützung bei Schaltmaßnahmen, geänderte Anforderungen an die Alarmierung im Leitsystem, den Informationsaustausch zwischen verschiedenen Systemen, sowie spezielle Verriegelungsprüfungen im Fall des Netzwiederaufbaus.

Im Einzelnen wurden folgende spezielle Funktionen im Leitsystem untersucht:

- Definition von Kriterien einer Netzinsel unter Berücksichtigung des im System modellierten Netzes und des nicht modellierten Randnetzes
- Erfassung und Übersicht verschiedener Netzinseln
- Hervorhebung von Netzinseln durch Topologische Einfärbung

- Spezielle Visualisierung getrennter spannungsloser Inseln
- Besondere Bilddarstellungen
- Verbesserte Übersichten in Dialogen bei Schaltmaßnamen wie dem Zuschalten von Last, der Kupplung von Inseln und der Umschaltung von Parametersätzen der Schutzeinrichtungen
- Unterstützung der Schaltmaßnamen durch Automatisierung in Form von standardisierter Netztrennung zur NWA-Vorbereitung und Sammelbefehlen
- Optimiertes Meldekonzept durch Unterdrückung aktuell irrelevanter Meldungen
- Austausch von Schaltzuständen und Kupplungszuständen zwischen verschiedenen Leitsystemen
- Spezielle Verriegelungsprüfungen durch Unterdrückung irrelevanter Standardprüfungen und Prüfung zusätzlicher Kriterien bei Schaltmaßnahmen im Fall des Netzwiederaufbaus

Es stellte sich heraus, dass das Potenzial, den Netzwiederaufbau durch zusätzliche Funktionalitäten im Leitsystem zu unterstützen, qualitativ vorhanden ist.

9.9 Trainingsumgebungen

Autoren: Udo Spanel, Alexander Bernhart

Im Rahmen des Projektes sollen neben den technischen Machbarkeitsstudien ebenfalls die betrieblichen Aspekte bzgl. der praktischen Anwendung untersucht werden. Dazu wird ein Trainingssimulator verwendet, der genügend genau die operative Sicht der Betriebsführung abbildet. Dieser Trainingssimulator ist derart in eine Umgebung einzubetten, die die Ausübung von Trainings unter realistischen Bedingungen ermöglicht. Dieses betrifft die Organisation in der Betriebsführung, also die Einbettung des Arbeitsplatzes in einer Leitstelle wie auch die Kommunikationsmittel für den Daten- und Informationsaustausch. Der Austausch erfolgt einerseits innerhalb der Leitstelle zwischen dem diensthabenden Personal und andererseits zwischen den beteiligten Leitstellen auf datentechnischer Ebene (z.B. Übermittlung von Sollwerten an Erzeugungseinheiten) wie auch auf personeller Ebene (z.B. Übermittlung von Anweisungen) mit Dritten.

Die Trainingsumgebung muss folglich die Komponenten den Aufgaben entsprechend genügend genau nachbilden:

- Trainingssimulator
- Leitstellenumgebung einschließlich der Kommunikationswege und –möglichkeiten
- Übergeordnete Organisation von Leitstellenzuständigkeiten im gemeinsamen Betrieb

Der verwendete Trainingssimulator stellt sowohl die Funktionalitäten eines Leitsystems, wie auch die Funktionsweise der Betriebsmittel einschließlich ihrer Kommunikationswege und das physikalische Verhalten des Versorgungssystems aus Sicht der Betriebsführung dar. Außerhalb des Projekts wurde die Tauglichkeit in vielen Trainingskursen bereits bewiesen [Spanel 2016]. Die Herausforderung im Projekt liegt in der Abbildung des Referenznetzes, da eine direkte Kopplung zu existierenden Strukturen nicht gegeben ist und somit nicht auf bereits existierende Leitsystemdarstellungen (z.B. Übersichts- und Stationsbilder) zurückgegriffen werden kann.

Die Leitstellenumgebung wird durch die Anzahl von Arbeitsplätzen einschließlich derer technischen Ausrüstungen (z.B. Anzahl und Wahl der Monitore) vermittelt. Hierzu zählt ebenfalls die Repräsentation von spezifischen Bildern (z.B. Netzplan) wie auch die zur Verfügung zu stellenden Kommunikationswege und -möglichkeiten. Zum einen erfordert dies eine Telefonanlage mit der Möglichkeit zur Durchführung von Kon-

ferenzschaltungen und zum anderen geeignete elektronische Tools für den übergreifenden Daten- und Informationsaustausch zwischen Leitstellen (z.B. Übermittlung von Austauschleistungen).

Eine zusätzliche Herausforderung ist die Abbildung der übergeordneten Organisation der Leitstellenzuständigkeiten. Diese Abbildung ist für ein realistisches Training, an dem mehrere Leitstellen parallel teilnehmen (z.B. Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber) unabdingbar, sofern die Trainingsumgebung nicht auf eine Leitstelle beschränkt ist.

Im Rahmen des Projektes ist die übergeordnete Organisation der Leitstellenzuständigkeiten von entscheidender Bedeutung. Zum einen werden die praktischen Untersuchungen unter Verwendung des Referenznetzes für das Demonstrationsvorhaben Netzregion Süd (siehe Kap. ⇨"Trainingssimulator Sonne") die Leitstellenstruktur ÜNB, DSO1 und DSO2, Kraftwerksbetreiber, DEA-Betreiber abgebildet werden. Zum anderen muss die existierende Leitstellenstruktur VN, Stadt, Kraftwerk, Schwarzstarteinheit, Windpark für das Demovorhaben Großstadt (siehe Kap. ⇨"Trainingssimulator Großstadt") abgebildet werden um betriebsrelevante Vorgänge für den Inselaufbau realistisch darzustellen. In diesem Fall kommt noch die Verwendung der originalen Datensätze der jeweiligen Betreiber hinzu.

Dank der Flexibilität des verwendeten Trainingssimulators konnten sowohl das Referenznetz wie auch die Datensätze für das Demovorhaben Großstadt verarbeitet werden und lieferten eine realistische operative Sicht. Sowohl zur Unterstützung von Fallstudien während des Projektes wie auch die Demonstrationsvorhaben wurden betriebsrealistisch durchgeführt und lieferten Erkenntnisse über die betrieblichen Abläufe. In der Trainingsumgebung wurden ebenfalls die organisatorischen Zuständigkeiten der jeweils beteiligten Leitstellen abgebildet. Die Anwendung der ermöglichten Kommunikationswege und Möglichkeiten lieferten insbesondere an den Schnittstellen der Leitstellen praxisrelevante Ergebnisse bezüglich der auszutauschenden Daten und Informationen.

Mehr Informationen zum Trainingssimulator siehe [Spanel 2016].

9.10 Entwicklung Laborinfrastruktur

Die Laborinfrastruktur wurde am Fraunhofer IEE für die Durchführung von Inselnetzversuchen und an der FAU für Netzschutz-Untersuchungen weiterentwickelt.

9.10.1 Aufbau und Inbetriebnahme Windenergieanlage

Autoren: Wolfram Heckmann, Ron Brandl

Das bestehende Hybrid-System wurde um eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 100 kW erweitert (siehe Abbildung 93), um entsprechende Microgrid-Untersuchungen durchführen zu können.

Nach der Inbetriebnahme wurde die Anlage in die bestehende Microgrid-Testplattform integriert. Dazu werden mehrere an das Mittelspannungstestnetz (MS-Testnetz) angeschlossene Netzkomponenten kommunikationstechnisch mit einer zentralen Steuereinheit (Microgrid controller (MGC)), in Abbildung 94 rot dargestellt.) verbunden, um einen koordinierten Betrieb zu realisieren. Tabelle 10 zeigt alle Komponenten, die in das Testsystem eingebunden sind. Dabei wurden einzelne Netzabschnitte bzw. Komponenten durch eine Echtzeit-Simulation (Abbildung 94 blau) an das MS-Testnetz (Abbildung 94 orange) angeschlossen.

Abbildung 93 Fraunhofer IEE Testzentrum SysTec, Hybrid-System mit 100-kW-Windenergieanlage

In Abbildung 94 ist der schematische Aufbau des Gesamtsystems dargestellt. Der MGC in der Domäne SPS ist als zentrale Steuereinheit mit sämtlichen Komponenten der Domänen Labor und Simulation über eine bidirektionale Modbus-Schnittstelle angebunden. Dabei steuert der MGC sowohl die Verbraucher als auch die Erzeuger im Gesamtsystem und kann so auf sämtliche Änderungen reagieren.

Tabelle 10 Microgrid-Testplattform: integrierte Netzkomponenten, ihre Domäne und Schnittstellen zum Regler

Komponenten	Domäne	Regelung	SPS-Schnittstelle
Batteriewechselrichter (Current Source Inverter – CSI)	Labor	Vorgabe - Wirkleistung - Blindleistung Überwachung: - SOC - Leistungsdaten	Modbus
Windkraftanlage (WEA)	Labor	Vorgabe - Wirkleistungslimit - Blindleistung - CosPhi Überwachung - Winddaten - Leistungsdaten	Modus
Dieselgenerator	Labor	Vorgabe - Leistung - Frequenz Überwachung - Drehzahl - Leistungsdaten	Modbus
Batterie-/PV-Wechselrichter (Voltage Source Inverter – VSI)	Simulation	Vorgabe - Spannung - Frequenz Überwachung: - SOC - Leistungsdaten	Modbus
Lasten	Simulation	Vorgabe - Leistung (Profil/Manuell)	Modbus
Microgrid Regler	SPS	---	Modbus

Abbildung 94 Schematische Darstellung der Netzkomponenten und Schnittstellen zum Microgrid-Regler

Abbildung 95 Graphische Übersicht der aktiven Netzüberwachung durch den Regler

Der zentrale MGC dient neben der Steuerung und Messdatenaufzeichnung auch als Online-Überwachung des Gesamtsystems. Dabei können relevante Daten wie Spannungen, Leistung, sowie detaillierte Daten einzelner Komponenten graphisch dargestellt werden (siehe Abbildung 95). Außerdem bildet die Darstellung auch eine graphische Benutzeroberfläche, um einzelne Komponenten wie die Wechselrichter, Dieselgenerator und Windenergieanlage durch manuelle Vorgaben zu steuern.

9.10.2 Aufbau und Inbetriebnahme inselnetzfähiges BHKW

Autor: Daniel Hau

Am Landwirtschaftszentrum (LWZ) Eichhof in Bad Hersfeld betreibt das Fraunhofer IEE unter anderem in Kooperation mit dem Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen (LLH) eine Biogasanlage. Des Weiteren befinden sich auf dem Areal Stallungen, Betriebs- und Verwaltungsgebäude, Internate, Wohngebäude und Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien

Zur Demonstration einer Ersatznetzversorgung des Areals wurde ein biogasbetriebenes Blockheizkraftwerk (Nennleistung 75 kW) mit netzbildender Regelung angeschafft, in die Infrastruktur am Eichhof eingebunden, in Betrieb genommen und vermessen.

Das in Abbildung 96 links zu sehende Blockheizkraftwerk ist das Bestands-BHKW mit 125 kW_{el} Nennleistung. Die BHKW sind vom gleichen Hersteller. Sie werden über eine Rohbiogasleitung von der Biogasanlage mit Brennstoff versorgt. Das feuchte Biogas wird über eine externe, biologisch-chemische Feinentschwefelung gereinigt, bevor es den BHKW zugeführt wird. Die Abwärme der BHKW wird zum Beheizen der Fermenter und für die Viehställe genutzt.

Abbildung 96 Außenansicht der beiden BHKW am Standort Eichhof, 75 kW_{el} und 125 kW_{el}

Das Bestands-BHKW wurde im Rahmen des Projektes für den Inselparallelbetrieb umgerüstet, es kann jedoch nicht eigenständig als Netzbildner arbeiten und benötigt zum Starten die Netzspannung des netzbildenden BHKW.

Gemäß Datenblatt ist die (elektrische) Nennleistung der BHKW im Inselnetzbetrieb gegenüber der Nennleistung im Netzparallelbetrieb reduziert. Der Antriebsgasmotor des Generators ist auf einen Betrieb bei 100% Nennleistung ausgelegt. Im Teillastbetrieb können im Motor Brennraumablagerungen entstehen. Zur Vermeidung von Brennraumablagerungen sind im Dauerbetrieb die beiden Grenzen $P_{min,1}$ und $P_{min,2}$ einzuhalten. Das BHKW kann zweitweise unter der Grenze $P_{min,2}$ betrieben werden, ein Betrieb unterhalb der Grenze $P_{min,1}$ sollte komplett vermieden werden.

In Tabelle 11 sind der Typ und die technischen Daten des netzbildenden BHKW aufgelistet:

Tabelle 11 Beschreibung netzbildendes BHKW et075

Modul	Typ
BHKW	et075 SG MA
Generator	LSA 44.3M6 C 6S/4
Motor	E0836 L202

Beschreibung	Parameter	Wert
Nennspannung	U_n	400 V
Elektr. Netzparallelnennleistung	$P_{el,np}$	75,2 kW
Elektr. Netzparallelscheinleistung	$S_{el,np}$	94 kVA
Elektr. Inselnetznennleistung	P_{max}.	60 kW
Motornennleistung	$P_{Nenn,Motor}$	110 kW
Motormindestleistungen 30% von $P_{Nenn,Motor}$ 60% von $P_{Nenn,Motor}$	P_{min1} P_{min2}	33 kW 66 kW
Maximaler Laststufe im Inselnetzbetrieb 25 % P_{max}	ΔP_{max}	18,8 kW
Beruhigungszeit nach maximaler Laststufe[1]	t_B	60 s
Maximaler Leistungsgradient im Inselnetz-betrieb ΔP_{max}/ t_B	dP_{max}/	0,313 kW/s

9.10.3 Aufbau und Inbetriebnahme Netzschutz-Prüfplatz

Autor: Michael Jaworski

An der FAU wurde ein Schutzgeräteversuchssystem zur Analyse des Schutzverhaltens beim Netzwiederaufbau eingerichtet. Es umfasst Schutzgeräte, Laborrechner und ein Schutzprüfgerät (Abbildung 97).

Abbildung 97 Schutzgeräteversuchsstand an der Friedrich-Alexander Universität Erlangen Nürnberg

Es kann mit dem analogen Kraftwerks- und Netzmodell der FAU verbunden werden, wobei dieses Modell das Energieversorgungssystem nachbildet, in welchem der Netzwiederaufbau erfolgt, und der Schutzgeräteversuchsstand die schutztechnischen Eingriffe in das Energieversorgungssystem realitätsgetreu wiedergibt und auch Störschriebe aufzeichnet. Das Zusammenwirken ist in Abbildung 98 dargestellt.

Abbildung 98 Schutzgeräteversuchssystem bestehend aus Schutzgeräteversuchsstand und Kraftwerks- und Netzmodell

10 Standardisierung

10.1 IEC Common Information Model

Autor: Sven Liebehentze

Hintergrund Das IEC Common Information Model (CIM) definiert generische Modellklassen als Application-Programming-Interface (API) für die Anwendung in Energiemanagementsystemen (EMS) und Smart Grids. Das IEC CIM ist nicht zu verwechseln mit Standards wie etwa dem IEC 60870 (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104) oder IEC 61850. Diese Kommunikationsstandards beziehen sich auf die Feldebene, das heißt auf Kommunikationen zwischen Leitstellen und Netzstationen oder SCADA-Systemen, wohingegen sich der IEC CIM auf die Application-to-Application-Kommunikationsebene (A2A) bezieht. CIM ist somit für die Kommunikation zwischen Energiemanagementsystemen, Aggregatoren wie etwa virtuellen Kraftwerken oder Leitstellensystemen gedacht. Der IEC CIM Standard ist durch Unified-Modeling-Language (UML) definiert und wird in verschiedenen Arbeitsgruppen weiterentwickelt. Es ist möglich als Organisation oder Industrieunternehmen an der Entwicklung des Modells zu partizipieren. Hierfür gibt es die CIM-User-Group (CIMug), in der das Fraunhofer IEE Mitglied ist.

CIM umfasst im Wesentlichen die IEC Normen IEC 61968, IEC 61970 und IEC 62325. Der eigentliche Ursprung des Common Information Model ist der IEC 61970, er definiert Modelle für den Einsatz in Energiemanagementsystemen (EMS). Der IEC 61968 wiederum besteht in sich aus weiteren verschiedenen Standards, die eine Standardisierung für den Informationsaustausch in elektrischen verteilten Systemen definiert. Für den Kontext der Energievermarktung entstand der IEC 62325, der jedoch in seinen Modellen die Abbildung von sämtlichen Marktregularien ausschließt.

Betrachtungen Im Kontext des Netzwiederaufbaus wurde die CIM-Normenfamilie untersucht, welche Informationen im Zusammenhang mit einem Stromausfall oder einem Wiederaufbau überhaupt abgebildet werden können. Auf Basis dieser Analyse wurden globale Erweiterungsempfehlungen entwickelt, um grundlegende Informationen im entsprechenden Standard in zukünftigen Versionen abbilden zu können.

Fazit Der IEC CIM Standard ist im Allgemeinen in manchen Bereichen sehr generisch, in anderen wiederum sehr explizit. Die Ergebnisse der Betrachtungen hinsichtlich der Abbildung von Netzwiederaufbauinformationen sind, dass hier wenige explizite Informationen zugeordnet sind. Stromausfälle werden generell berücksichtigt, beziehen sich jedoch nie auf den Hintergrund eines großflächigen Ausfalls oder Blackouts. Beispielklassen aus dem IEC 61968 in diesem Kontext sind „OutageRecord“, „OutageStep“, „OutageReport“, „OutageCode“, „OutageKind“, „OutageNotification“, „TroubleTicket“. Sie dienen in erster Hinsicht der Do-

kumentation von Ausfällen, aber adressieren nicht die Abbildung von NWA-relevanten Daten für operative Szenarien. Im IEC 61970 gibt es außerdem einen „OutageSchedule“, der jedoch aufgrund seiner Einbettung im Modell eher einen Planungshintergrund hat, das heißt die Klasse ist vor allem für Test- und Wartungsfahrpläne konzipiert.

Abbildung 99 Referenzarchitektur für den Informationsaustausch im Stromnetz (IEC TC57) (http://www.iec.ch/tc57)

Um in einem Stromausfall- oder Netzwiederaufbauszenario von der Leitstelle aus durch Subsysteme wie etwa virtuelle Kraftwerke oder andere übergeordnete aggregierende Regelsysteme eine große Menge an dezentralen Energieanlagen in der Wiederherstellung des Netzes zu berücksichtigen, ist es wichtig, Basisinformationen für diesen operativen Betrieb abbilden zu können. Eine wichtige Aussage hierbei ist, ob eine dezentrale Erzeugungseinheit einwandfrei kommunikationstechnisch erreichbar ist, da ohne funktionierende Kommunikation die aktive Berücksichtigung der Anlage für die Netzwiederherstellung ausgeschlossen ist. Für die Abbildung von Erzeugungsanlagen gibt es im IEC 61970 entsprechende Entitäten, wobei auch eine Kommunikationsverbindung durch die Klasse „CommunicationLink“ abgebildet wird. Hier wurde ein Erweiterungsvorschlag um die Information eines Kommunikationsstatus, „CommunicationStatus“ und einer Kommunikationsstatusursache, „CommunicationStatusCause“ erarbeitet (Abbildung 100).

Eine andere Erweiterungsvorlage für den IEC 61970 bestand darin Metadaten wie etwa Stammdaten von anlagenassoziierten Entitäten zu erweitern. Diese Metadaten werden in CIM in der Klasse „GeneratingUnit“ abgebildet. Hier wurde die Schwarzstartfähigkeit einer Anlage ergänzt (Abbildung 101).

Abbildung 100 Erweiterungsentwurf des IEC 61970 für die Entität "CommunicationLink"

Abbildung 101 Erweiterungsentwurf des IEC 61970 für die Entität "GeneratingUnit"

11 Vernetzung

Autorin: Manuela Wunderlich

Zum Austausch mit Fachleuten und Forschungsprojekten mit ähnlichen Schwerpunkten wurden drei öffentliche Workshops gehalten. An diesen Workshops haben jeweils zwischen 40 und 50 Personen teilgenommen. Außerdem fand ein spezialisierter Stadtwerke-Workshop statt.

Workshop 1: „Netzwiederaufbau in Forschungsprojekten – ein Austauschworkshop“

Datum: 9. Juni 2016, Ort: Kassel

Der eintägige erste Workshop im Projekt NETZ:KRAFT fand am 9. Juni 2016 in Kassel beim Projektpartner EnergieNetz Mitte statt. Zweck der Veranstaltung war es, Forschungsprojekte, die im Themenbereich Netzstabilität und Netzwiederaufbau aktiv sind, zusammenzubringen, um Parallelen zwischen den Projekten aufzuzeigen, Ergebnisse vorzustellen und Synergien nutzen zu können.

Die vorgestellten Projekte waren:

- NETZ:KRAFT, vorgestellt von Wolfram Heckmann, Fraunhofer IEE
- Kickstarter, vorgestellt von Manfred Krüger, Universität Rostock
- LINDA, vorgestellt von Kathrin Schaarschmidt, LEW Verteilnetz GmbH
- PV-Regel, vorgestellt von Daniela Premm, SMA Solar Technology AG
- Sorglos, vorgestellt von Markus Litzlbauer, TU Wien
- Transstabil-EE, vorgestellt von Daniel Duckwitz, Fraunhofer IEE

Neben den Projektvorstellungen war ein Teil des Workshops auch dafür vorgesehen, in parallelen Arbeitsgruppen das Thema Netzwiederaufbau genauer zu thematisieren. Diese Arbeitsgruppen bearbeiteten die Bereiche „Inseln im Verteilnetz/Microgrids“ und „Betrieb/Systemführung“. Zusätzlich zum Workshop am 9. Juni hatten die Teilnehmer schon am Vortag die Möglichkeit zu einer Laborführung am Labor SysTec des Fraunhofer IEE in Fuldatal.

Am Workshop nahmen insgesamt 51 Personen teil. Es konnte festgehalten werden, dass alle Teilnehmer den Austausch als sehr wertvoll für ihre eigene Arbeit empfanden und an einer Fortführung im Jahr 2017 großes Interesse bestand.

Workshop 2: „Netzwiederaufbau in Forschungsprojekten – Nutzung dezentraler Erzeuger und Speicher“

Datum: 22. Juni 2017, Ort: Dresden

Abbildung 102 Plenum beim NETZ:KRAFT-Workshop in Dresden

Als Fortführung des Austauschworkshops im Vorjahr fand der zweite von NETZ:KRAFT initiierte und organisierte Workshop am 22. Juni 2017 in Dresden beim Projektpartner DREWAG Netz GmbH statt. Ziel der zweiten Veranstaltung war es, zwischen den beteiligten Forschungsprojekten aktuelle Ergebnisse und Fortschritte des vergangenen Jahres auszutauschen. Im Vergleich zum ersten Workshop wurde das Thema wie auch die Auswahl der Partnerprojekte noch etwas enger gefasst. Somit konnte der Vorstellung der NETZ:KRAFT-Fallstudien mehr Raum eingeräumt werden.

Im Rahmen der Veranstaltung vorgestellt wurden:

- Fallstudien im Projekt NETZ:KRAFT:

  - Demo-Vorhaben am Referenznetz, vorgestellt von Alexander Bernhart, DUtrain
  - Demo-Vorhaben Windszenario, vorgestellt von Wolfram Heckmann, Fraunhofer IEE
  - Fallstudie regionales Verteilnetz MS: Biomasse, vorgestellt von Darío Lafferte, Universität Kassel
  - Fallstudie regionales Verteilnetz HS: Windpark/Lastknoten, vorgestellt von Friedrich Welck, Fraunhofer IEE
  - Fallstudie Großstadt, vorgestellt von Christian Hachmann, Universität Kassel

- Ergebnisse aus weiteren Projekten:
  - LINDA, vorgestellt von Kathrin Schaarschmidt, LEW Verteilnetze GmbH
  - Kickstarter, vorgestellt von Manfred Krüger, Universität Rostock

In den beiden angebotenen Arbeitsgruppen „Koordination über das Höchstspannungsnetz“ und „Koordination über das Hochspannungsnetz“ wurde die Thematik „Teilnetze in der Systemwiederherstellung – Anforderungen an Anlagen und Betriebsführung“ vertieft diskutiert.

Zusätzlich zum Workshop am 22. Juni konnten die Teilnehmer am Vortag das Dresdner Kraftwerk Nossener Brücke im Rahmen einer Führung besuchen.

Insgesamt erreichte der Workshop 44 Teilnehmer.

Workshop 3: „Stadtwerkeworkshop – Inselnetzbetrieb einer Großstadt“

Datum: 8. Mai 2018, Ort: Kassel

Aufbauend auf den Ergebnissen der im Rahmen von NETZ:KRAFT durchgeführten „Fallstudie Dresden“ lud das NETZ:KRAFT-Konsortium am 08. Mai 2018 gezielt Vertreter von deutschen Stadtwerken nach Kassel zum Stadtwerkeworkshop ein. Die Fallstudie zeigte, wie im Netzgebiet der Stadt Dresden im Falle eines Blackouts eine Insel aufgebaut werden kann, die ohne Spannungsvorgabe aus dem Übertragungsnetz v.a. kritische Lasten in der Stadt schneller wieder versorgen kann. Ziel des Workshops war es, diese Erfahrungen aus Dresden anderen Stadtwerken zur Verfügung zu stellen. Einige der vertretenen Stadtwerke arbeiten derzeit ebenfalls an Plänen eines Inselnetzbetriebs in ihren Netzgebieten und konnten so auf erste Erfahrungen zurückgreifen.

Insgesamt kamen 18 Teilnehmer von fünf unterschiedlichen deutschen Stadtwerken zu diesem Erfahrungsaustausch zusammen. Im Zuge des Workshops wurden auch individuelle Interessen der vertretenen Stadtwerke zum Thema diskutiert und offene Fragestellungen gesammelt. Diese können die Grundlage bilden, um eventuell auch nach Projektende von NETZ:KRAFT eine mögliche Fortführung der Zusammenarbeit in Form eines weiteren Workshops anzustreben.

Workshop 4: „Netzwiederaufbau in Forschungsprojekten – Abschlussworkshop des Projekts NETZ:KRAFT“

Datum: 19. Juni 2018, Ort: Kassel

Der letzte Workshop, der im Rahmen von NETZ:KRAFT abgehalten wurde, war am 19. Juni 2018 der öffentliche Abschlussworkshop des Forschungsprojekts. Er fand beim Projektpartner SMA Solar Technology AG in Kassel/Niestetal statt und hatte die Präsentation der in NETZ:KRAFT erarbeiteten Ergebnisse für die Öffentlichkeit im Fokus. Dabei wurde besonders auf die Ergebnisse der Fallstudien und Demonstrationen eingegangen.

Präsentiert wurden folgende Inhalte:

- Vorstellung des Projektes NETZ:KRAFT – Blitzlichter Projektergebnisse, Wolfram Heckmann, Fraunhofer IEE
- Verhalten von Erneuerbaren Energie-Anlagen im NWA, Holger Becker, Fraunhofer IEE
- Beiträge von Windkraftanlagen zum NWA, Hanna Emanuel, ENERCON GmbH
- Beiträge von Photovoltaikanlagen zum NWA, Thorsten Bülo, SMA Solar Technology AG
- Trainingssimulator Photovoltaikszenario, Alexander Bernhart, DUtrain
- Trainingssimulator Windszenario, Matthias Müller-Mienack, GridLab
- Inselnetzbetrieb einer Großstadt (Dresden), Christian Hachmann, Universität Kassel
- Fallstudie Windinsel im Hochspannungsnetz, Friedrich Welck, Fraunhofer IEE

Am Vortag des Workshops ermöglichte SMA die Besichtigung ihrer Fertigungshalle im Rahmen einer Führung für schon angereiste, externe Teilnehmer sowie das NETZ:KRAFT-Konsortium.

Insgesamt erreichte der Workshop 47 Teilnehmer. Auch im Abschlussworkshop waren externe Teilnehmer und Firmen vertreten, die seit dem ersten Workshop 2016 regelmäßig zu den NETZ:KRAFT-Veranstaltungen gekommen waren und das Projekt während der ganzen Laufzeit verfolgt und begleitet haben.

12 Überblick Projektorganisation

12.1 Projektkonsortium

Zur Durchführung des Vorhabens hat sich ein Konsortium gebildet, das alle wichtigen Stakeholder umfasst. Es kann in seiner Summe als repräsentativ für das elektrische Energiesystem in Deutschland angesehen werden, da annähernd alle relevanten „Systemplayer“ vertreten sind. Es setzt sich zusammen aus 16 Industrie- und Wirtschaftsunternehmen (Netzbetreiber, Herstellern, Beratungsunternehmen der Netzbetreiber) sowie 4 Forschungseinrichtungen. Die Koordination des Verbundprojektes lag beim Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE in Kassel.

Projektpartner:

- 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH
- Schleswig-Holstein Netz AG, DREWAG NETZ GmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, MITNETZ Strom GmbH, Avacon Netz GmbH,
- SMA Solar Technology AG, ÖKOBIT GmbH, PSI AG, Dutrain GmbH, GridLab GmbH, ENERCON GmbH, Energiequelle GmbH
- Fraunhofer IEE, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Universität Kassel, DERlab e.V.

12.2 Arbeitsplan

Der Arbeitsplan gliederte sich in 7 Arbeitspakete, deren Abhängigkeiten schematisch in Abbildung 103 dargestellt sind. Nach einer Statusbestimmung und der Festlegung der Szenarien wurde ein dreistufiger Entwicklungsprozess verfolgt:

1) Aus Fallstudien wurden Anforderungen bestimmt.
2) Es wurden Verfahren entwickelt, um diesen Anforderungen zu entsprechen, die in Simulationen geprüft wurden.
3) In Demonstrationen wurden Teile der Verfahren in Feldtests, im Labor oder in Trainings umgesetzt.

Abbildung 103: Gliederung und Verbindung der Arbeitspakete

Abbildung 104: Entwicklungsprozess im Projekt NETZ:KRAFT

12.3 Zeitplan und Schwerpunktsetzung

Das Projekt wurde im Zeitraum 01.01.2015 bis 30.06.2018 durchgeführt. Der Zeitplan des Vorhabens ist nachfolgend dargestellt. Hierbei stellen dunkelblaue Balken eine starke Aktivität in den Arbeitspaketen dar.

Arbeits-paket	Titel	Projektjahr/ Monat													
		1/1-3	1/4-6	1/7-9	1/10-12	2/1-3	2/4-6	2/7-9	2/10-12	3/1-3	3/4-6	3/7-9	3/10-12	4/1-3	4/4-6
1	Statusbestimmung	M1				M7				M16				M24	
2	Szenarien Definition und Bewertungskriterien														
2.1	Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP		M2												
2.2	Bewertungskriterien für Wiederaufbaupläne			M3					M12				M22		
3	NWA-Konzepte im Übertragungsnetz														
3.1	Fallstudien NWA-Konzepte			M4											
3.2	NWA-Verfahren					M8			M13						
3.3	Demonstrationen für NWA-Konzepte									M17		M20			
4	Aufbau von Versorgungsinseln														
4.1	Fallstudien Versorgungsinseln			M5											
4.2	Verfahren für den Aufbau von Versorgungsinseln					M9			M14						
4.3	Demonstrationen für Versorgungsinseln							M11		M18					
5	Neue Technologien für NWA, Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit						M10			M19					
6	Prüf- und Qualifikationsverfahren											M21		M25	
7	Empfehlungen, europäische Zusammenarbeit, Standardisierung und Koordination				M6				M15				M23		M26

Abbildung 105: Zeitplan im Projekt NETZ:KRAFT

Die Schwerpunktsetzung der Arbeiten im Projekt lagen in den Arbeitspaketen 3, 4 und 5.

13 Veröffentlichungen und wissenschaftliche Arbeiten

Braun et al. 2018	M. Braun, J. Brombach, C. Hachmann, D. Lafferte, A. Klingmann, W. Heckmann, F. Welck, D. Lohmeier, H. Becker (2018), „The Future of Power System Restoration - Using Distributed Energy Resources as a Force to Get Back Online“, IEEE power & energy magazine, Nov/Dec 2018 http://www.nxtbook.com/nxtbooks/pes/powerenergy_111218/index.php#/32, DOI: *10.1109/MPE.2018.2864227*

13.1 Wissenschaftliche Zeitschriften

Lammert et al. 2017	G. Lammert, K. Yamashita, L. D. Pabon Ospina, H. Renner, S. Martinez Villanueva, P. Pourbeik, F.-E. Ciausiu, M. Braun, 2017, „International Industry Practice on Modelling and Dynamic Performance of Inverter Based Generation in Power System Studies”, CIGRE Science & Engineering, vol. 8, pp. 25-37, 2017.
Lammert et al. 2018	G. Lammert, D. Premm, L. D. Pabón Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, T. Van Cutsem, "Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery", IEEE Transactions on Energy Conversion. (accepted for future publication)

13.2 Konferenzbeiträge

Akbulut et al. 2017	A. Akbulut, H. Becker, D. Mende, D. Stock, L. Hofmann, „Neighboring System as Black Start Source and Restoration Process based on the VSC-HVDC as Tie Line“, Conference Proceedings of IEEE EPE’17 ECCE Europe, Warsaw, ISBN 9789 0758 1526 9
Banerjee, Braun 2018	G. Banerjee, M. Braun, "Analysis of the Impact on the Grounding System in 110 kV Grid during Bottom-up Network Restoration," 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Sevilla, 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/SEST.2018.8495738
Becker et al. 2016	H. Becker, T. Hennig, A. Akbulut, D. Mende, L. Hofmann, „Netzwiederaufbaukonzepte: Mögliches Zusammenspiel zwischen Windenergieanlagen und thermischen Kraftwerken”, VGB Powertech Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk – KELI 2016, Köln, Deutschland, 11.-12. Mai 2016
Becker et al. 2016a	H. Becker, D. Mende, T. Hennig, A. Akbulut, L. Hofmann, 2016, „Power System Restoration - How could wind energy generators be included into today’s restoration plans?”, 15th Wind Integration Workshop, Wien, Österreich, 15.-17.11.2016
Becker et al. 2017	H. Becker, A. Naranovich, T. Hennig, A. Akbulut, D. Mende, S. Stock, L. Hofmann, „System Restoration using VSC-HVDC connected Offshore Wind Power Plant as Black-Start Unit”, Conference Proceedings of IEEE EPE’17 ECCE Europe, Warsaw, ISBN 9789 0758 1526 9
Becker et al. 2017a	Becker, H., Bernhart, A., Brombach, J., Mende, D., Spanel, U., „Beteiligung erneuerbarer dezentraler Einspeiseanlagen an erforderlichen Systemdienstleistungen aus Sicht der Netz- und Systemführung“, Internationaler ETG-Kongress 2017, die Energiewende, Bonn
Becker et al. 2018	Becker, H., Mende, M., Bernhart, A., Spanel, U., Brombach, J., „Operational Options to Integrate Decentralized Generation into Restoration Processes after Severe System Blackouts", 17th international Wind Integration Workshop, Stockholm, Sweden, 2018

Brandl et al. 2017	R. Brandl, M. Nuschke, J.A. Montoya Perez, D. Strauß-Mincu, „Towards Holistic Testing: Development of a Microgrid Controller“, Microgrid-Symposium, Newcastle, Australien, 2017
Fetzer et al. 2016	D. Fetzer, G. Lammert, K. Fischbach, M. Nuhn, J. Weide, D. Lafferte, T. Paschedag, M. Braun, „Modelling of Small-Scale Photovoltaic Systems with Active and Reactive Power Control for Dynamic Studies“, 6th Solar Integration Workshop, Vienna, Austria, November 14-15, 2016.
Fetzer et al. 2017	D. Fetzer, G. Lammert, T. Paschedag, D. Lafferte, K. Fischbach, M. Nuhn, C. Jaehner, H. Becker, L.R. Roose, M. Braun, „Reconnection of Photovoltaic Systems in Low-Voltage Diesel-Powered Microgrids“, 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, New Delhi, India, September 6-8 2017
Fetzer et al. 2018	D. Fetzer, G. Lammert, A. Ishchenkox, L. Tabit ,M. Braun, A Flexible MATLAB/Simulink RMS-Framework for Electrical Power Systems Designed for Research and Education, 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina
Hachmann et al. 2017	C. Hachmann, G. Lammert, D. Lafferte, M. Braun, „Power System Restoration and Operation of Island Grids with Frequency Dependent Active Power Control of Distributed Generation“, NEIS Conference, Hamburg, September 2017
Hachmann et al. 2018	C. Hachmann, M. Valov, G. Lammert, W. Heckmann, M. Braun, „Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz“, Tagung Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien, Berlin, 30.-31.01.2018
Jaworski et al. 2017	M. Jaworski, J. Jaeger, M. Retterath, “The Proactive Overload Protection System – An Approach to avoid Cascading Line Tripping “, Advanced Power System Automation & Protection 2017 (APAP), Conference, South Korea, 2017
Lafferte et al. 2017	D. Lafferte, A. Klingmann, D. Fetzer, G. Lammert, C. Hachmann, T. Paschedag, M. Braun, „Black start and island operation of distribution grids with significant penetration of renewable resources,“ Proc. 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, New Delhi, India, 6-8 September 2017
Lammert et al. 2017a	G. Lammert, K. Yamashita, H. Renner, S. Martinez Villanueva, J. Carvalho Martins, P. Aristidou, T. Van Cutsem, L. D. Pabon Ospina, M. Braun, J. C. Boemer, “Activities of the Joint Working Group CIGRE C4/C6.35/CIRED: Modelling and Dynamic Performance of Inverter Based Generation in Power System Transmission and Distribution Studies”, in 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, New Delhi, 2017.
Lammert et al. 2017b	G. Lammert, J. C. Boemer, D. Premm, O. Glitza, L. D. Pabon Ospina, D. Fetzer, M. Braun, “Impact of Fault Ride-Through and Dynamic Reactive Power Support of Photovoltaic Systems on Short-Term Voltage Stability”, IEEE PowerTech, Manchester, 2017
Lammert et al. 2018a	G. Lammert, A. Klingmann, C. Hachmann, D. Lafferte, H.Becker, T. Paschedag, W. Heckmann, M. Braun, „Modelling of Active Distribution Networks for Power System Restoration Studies“, IFAC 10th Symposium on Control of Power and Energy Systems (CPES), Tokyo, Japan, 2018
Mahr, Jaeger 2018	F. Mahr, J. Jaeger, „Advanced Grid-Forming Control of HVDC Systems for Reliable Grid Restoration“, IEEE PES General Meeting 2018, Portland, OR, USA, August 5-9
Mahr, Jaeger 2018a	F. Mahr, J. Jaeger, „Frequency-Adaptive MPC of Grid-Forming VSC-HVDC Systems with Optimal Voltage Reference Tracking during Grid Restoration”, 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’18 ECCE Europe), Riga, Latvia, September 17-21

Nuschke 2017	M. Nuschke, „Development of a Micro-Grid-Controller for Black Start Procedure and Islanding Operation“, IEEE INDIN 17, Emden, 2017
Nuschke et al. 2017	Maria Nuschke, Ron Brandl, Juan Alvaro Montoya Perez, Diana Strauß-Mincu: „Towards Holistic Testing: Development of a Microgrid Controller“, Poster-Vortrag, Microgrid Symposium, Newcastle, Australia, 2017
Nuschke et al. 2018a	M. Nuschke, R. Brandl, J.A. Montoya Perez „Entwicklung und Test eines Microgrid Controllers“, RETCon 2018, Nordhausen, 2018
Pabon et al. 2017	L. D. Pabon, A. Correa, and G. Lammert, „Implementation and Validation of the Nordic Test System in DIgSILENT PowerFactory”, IEEE PowerTech, Manchester, UK, June 18-22, 2017
Schäfer et al. 2017	N. Schäfer, G. Arnold, W. Heckmann, „Grid code compliance testing of renewables – New requirements and testing experiences“, Proc. 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, New Delhi, India, 6-8 September 2017
Shan et al. 2016	M. Shan, F. Welck, W. Shan, H. Becker, S. Stock, „Operating Wind Turbines as Dynamically Controllable Loads in Grid-Restoration Scenarios”, 15th Wind Integration Workshop, Wien, Österreich, 15.-17.11.2016
Spanel 2016	U. Spanel, “DUtrain Power System Handler- the movement of an Operator Training Simulator prototype towards an Operational Training System” , IFAC-PapersOnLine, Volume 49, Issue 27, 2016, p170-177
Valov, Nuschke 2018	M.Valov, M.Nuschke, „Implementation and Real-Time Validation of an Adaptive Protection System during Microgrid Restoration”, Poster-Vortrag, Microgrid Symposium 2018, Bukarest, Rumänien, 2.-6. September 2018
Valov, Nuschke 2018a	M. Valov, M.Nuschke, „Implementation and Real-Time Validation of an Adaptive Protection System during Microgrid Restoration”, EPE 2018, Iasi, Rumänien, 18.-19. Oktober 2018, DOI: 10.23919/PSCC.2018.8559892 https://ieeexplore.ieee.org/document/8559892

13.3 Betreute Abschlussarbeiten

AP3	Koldo Zabala Egana, „HVDC connected off-shore wind farm stability analysis“, Master Thesis, Universität Kassel Betreuer: Fraunhofer IEE, L.D. Pabon
	Andrés Felipe Correa Ospina, “Modeling and Dynamic Studies for Network Restoration with Voltage Source Converter Based - High Voltage Direct Current Transmission Systems (VSC-HVDC)”, Master Thesis, Hochschule Kempten Betreuer: Fraunhofer IEE, L.D. Pabon
	Alev Akbulut, “Simulation and Analysis of Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines fo Power System Restoration Procedures”, Master Thesis, Fachhochschule Flensburg, Betreuer: Fraunhofer IEE, T. Hennig
	Raúl A. Morales González, "Thermal power plant modelling for load and frequency transients", Master Thesis, Hochschule Offenburg Betreuer: Fraunhofer IEE, H. Becker
AP4	Reshad Khawaja, „Isolated Microgrid Optimization“, Master Thesis, Europa-Universität Flensburg Betreuer: Fraunhofer IEE, W. Heckmann
	George Mbewou Mboumene, „Power System Load Modelling for Restoration Studies with DIgSILENT PowerFactory”, Master Thesis, Universität Kassel, 2016 Betreuer: Universität Kassel, G. Lammert
	Hossam Nasser, „Entwicklung generischer Simulationsmodelle für Photovoltaikanlagen“, Master Thesis, Universität Kassel, 2016

	Betreuer: Universität Kassel, G. Lammert
	K. Fischbach, „Modellentwicklung und Untersuchung der Stabilität der spannungsabhängigen Wirkleistungseinspeisung von Photovoltaik-Wechselrichtern“, Bachelor Thesis, Universität Kassel, 2016 Betreuer: Universität Kassel, D. Fetzer
	Alexander Klingmann, „Netzwiederaufbau einer Verteilnetzinsel mittels Netzersatzanlage und Durchdringung erneuerbarer Energien“, Master Thesis, Universität Kassel, 2017 Betreuer: Universität Kassel, Dr. Darío Lafferte
	C. Jähner, „Analyse, Konvertierung und Parametrierung von Daten für die dynamische Simulation von elektrischen Netzen in Matlab/Simulink“, Bachelor Thesis 2017 Betreuer: Universität Kassel, D. Fetzer
	Philipp Schmoll, „Vergleich von Simulationsmodellen einer PV-Anlage in ’DIgSILENT PowerFactory’ und ’MATLAB/Simulink’ für dynamische Netzstudien“, Master Thesis, Universität Kassel, 2017 Betreuer: Universität Kassel, G. Lammert
	M. Nuhn, „Modellierung und Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen“, Master Thesis, Universität Kassel, 2017 Betreuer: Universität Kassel, D. Fetzer
	K. Fischbach, „Development, Implementation and Comparison of EMT and RMS VoltageSource Inverter Models for Micro Grid Applications“, Bachelor Thesis, Universität Kassel, 2018 Betreuer: Universität Kassel, D. Fetzer
	Amit Chauhan, „Development of Black start Procedure and Islanding Operation of a Microgrid“, Master Thesis, Carl-von-Ossietzky-Universität Oldenburg Betreuer: Fraunhofer IEE, M. Nuschke
	Katrin Schulte, „Optimierte Auslegung von Speichersystemen für den Netzwiederaufbau im Verteilnetz“, Bachelor Thesis, FH Bielefeld University of Applied Sciences Betreuer: Fraunhofer IEE, D. Büchner
	Benedikt Görig, „Umsetzung eines messtechnischen Konzepts zur Erfassung von Online-Netzzustandsdaten in Ortsnetzstationen“ Master Thesis, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig Betreuer: DREWAG NETZ GmbH, S. Klinger
	Nico Leverkus, „Entwicklung einer Methodik zur Abschätzung kumulierter Einspeisezeitreihen eines Verteilnetzgebietes“, Master Thesis, Universität Kassel, 2018 Betreuer: Universität Kassel, C. Hachmann

14 Externe Referenzen

[1] Verein Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V., Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2. Ausgabe 1998, VWEW Verlag, Frankfurt am Main

[2] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDW – e. V., Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW, Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 4. Ausgabe 2001, VWEW Verlag, Frankfurt am Main

[3] Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, TransmissionCode 2003, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2003

[4] Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007

[5] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V., Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008

[6] VDE e.V., Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105:2011-08

[7] VDE e.V., Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an Hochspannungsnetzen und deren Betrieb (TAR Hochspannung), VDE-AR-N-4120:2017-05

[8] VDE e.V., Technische Anschlussregeln Mittelspannung, VDE-AR-N-4110:2017-02

[9] VDE e.V., Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung), VDE-AR-N-4130:2017-09

[10] VDE e.V., Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105:2018-11

[11] VDE / VDI 3508: Blockregelung von Wärmekraftwerken, September 2003

[12] Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept der Landeshauptstadt Dresden 2030 (Stand 11/2012)

[13] Adibi, M.M., Martins, N., „Power System Restoration Dynamics Issues", IEEE PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburg, PA, USA, 20.-24.07.2008

[14] G. Coulouris, J. Dollimore, T. Kindberg und G. Blair, Distributed Systems: Concepts and Design, Boston: Addison-Wesley, 2011.

[15] R. Hanmer, Patterns for Fault Tolerant Software, John Wiley & Sons, 2007.

[16] IWES, „HERA-VPP - High efficiency, reliability, availability of Virtual Power Plants : Abschlussbericht," Kassel, 2016.

[17] a. T. T. 50hertz. [Online]. Available: https://www.regelleistung.net/ext/static/srl. [Zugriff am 23 November 2017].

[18] C. O. J. B. M. C. J. S. G. S. Kieny, „Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution (FENIX) - Results," Bilbao: Iberdrola, 2009.

[19] IEC, „International Electrotechnical Commission," 2017. [Online]. Available: http://www.iec.ch/. [Zugriff am 22 Mai 2017].

[20] O. Samuelsson, L. Lindgren, and B. Eliasson, "Simulated power system restoration," Proc. Univ. Power Eng. Conf., 2008

[21] CIGRE technical brochure "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid"

[22] Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (Hrsg.), 2010, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung", Arbeitsbericht Nr. 141, Berlin, November 2010

15 Anhang

Der Anhang ist als separates Dokument ausgeführt und enthält zusätzliche Informationen und Projektberichte zu denen keine weiteren Veröffentlichungen erstellt wurden.

A Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP

B MODELLING OF VSC-HVDC and DYNAMIC STUDIES, Voltage Sourced Converter (VSC) – HVDC, Model for Network Restoration

C Detailanalyse „Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus“

D Netzschutzaspekte im Netzwiederaufbauprozess

E Trainingsumgebungen/ GridLab Trainingszentrum

F Tabellarische Auswertung der Messungen zum Lastverhalten Biogas-BHKW im Inselnetzbetrieb

G Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel – Ausführliche Darstellung

H Bewertungsverfahren Inselnetzbildung im Verteilnetz – Automatisierte Netzanalyse

NETZ:KRAFT
Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen

Anhang zum öffentlichen Abschlussbericht des Projektes NETZ:KRAFT

Der Anhang zum öffentlichen Abschlussbericht des Projektes NETZ:KRAFT enthält Details zu Fallstudien, Berichte zu einzelnen Arbeitspakten des Projektes, Beschreibungen und Informationen, welche die Ausführungen im Hauptbericht ergänzen und nicht an andere Stelle veröffentlicht wurden bzw. die Veröffentlichung nicht einfach zugänglich ist.

Die Verantwortung für den Inhalt der Anhänge liegt bei den jeweiligen Autoren. Die Beiträge wurden nicht im vollen Umfang im Projekt-Konsortium abgestimmt.

Inhalt

A Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP

B MODELLING OF VSC-HVDC and DYNAMIC STUDIES, Voltage Sourced Converter (VSC) – HVDC, Model for Network Restoration

C Detailanalyse „Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus“

D Netzschutzaspekte im Netzwiederaufbauprozess

E Trainingsumgebungen/ GridLab Trainingszentrum

F Tabellarische Auswertung der Messungen zum Lastverhalten Biogas-BHKW im Inselnetzbetrieb

G Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel – Ausführliche Darstellung

H Bewertungsverfahren Inselnetzbildung im Verteilnetz

A Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP

Teilprojekt 2.1: Bestimmung von NWA-Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP

18. Dezember 2015

Verbundvorhaben:	NETZ:KRAFT
Teilprojekt:	2.1 „Bestimmung von NWA Szenarien orientiert an den Eckdaten des NEP“

Inhalt

Inhalt **2**

Abkürzungsverzeichnis **3**

Definitionen **4**

NETZ:KRAFT-Szenarien **5**

Einführung *5*

Beschreibung der Szenarien *7*

Aufteilung auf Erzeugungsarten *10*

Speicher *16*

Lasten *18*

Aufteilung der installierten Leistungen auf Einspeiseebenen *19*

Regionale Aufteilung *21*

Quellen **25**

Literaturverzeichnis *25*

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Langform
AP	Arbeitspaket
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
EisMan, EinsMan	Einspeisemanagement
EMT	Electromagnetic Transient
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung-vor-Ausbau
NS	Niederspannung
NWA	Netzwiederaufbau
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Photovoltaik
TP	Teilprojekt
RMS	Root Mean Square
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Definitionen

Der wichtige Begriff des *Szenarios* wird innerhalb des Projekts NETZ:KRAFT in unterschiedlicher Bedeutung verwendet. Um das Verständnis zu erleichtern, wird er hier nun definiert, so wie er in Teilprojekt 2 und somit in diesem Bericht verwendet wird und zu verstehen ist. Weitere Definitionen finden sich in der Liste der Begriffsdefinitionen des Projekts.

Szenario: In Teilprojekt 2 sind die Szenarien das Resultat der Arbeit des Teilprojekts 2.1, in dem drei Szenarien entwickelt werden. Diese drei Szenarien bilden die Situation heute, die Situation mit etwa 50% erneuerbarer Erzeugung und die Situation mit mehr als 80% erneuerbarer Erzeugung ab. Die Prozentzahlen beziehen sich hierbei auf den Anteil der erneuerbaren Erzeugung an der Deckung des Jahresbedarfs elektrischer Energie.

Jedes dieser drei Szenarien beschreibt die grundsätzliche statische Situation des deutschen Stromversorgungssystems. Es bildet die grundlegende Datenquelle die Fallstudien sowie die Demonstrationvorhaben (die in den Teilprojekten 3 und 4 untersucht werden sollen). Das Szenario beinhaltet Daten und Datenquellen sowie Methoden zur Datenbeschaffung und ist somit als Werkzeug zu verstehen, das in den Teilprojekten 3 und 4 zur Entwicklung der Fallstudien genutzt werden kann.

Beispiele für in den Szenarien festgelegte Werte: installierte Leistungen der verschiedenen Energieträger zur Stromerzeugung, Methoden zur Datenbeschaffung der räumlichen Verteilung der Energieerzeugungsarten, Anlagenfähigkeiten (Genauere Liste der Daten siehe Seite 5).

Beispiele für NICHT in den Szenarien festgelegte Werte: Dauer einer zu untersuchenden Fallstudie, Beginn und Ende eines NWA-Ablaufes, konkrete Wetter- und Erzeugungssituation für eine Fallstudie (aber die Szenarien enthalten eine Methodik, um an diese Daten zu gelangen).

NETZ:KRAFT-Szenarien

Einführung

In diesem Dokument werden die Szenarien beschrieben, die in Teilprojekt 2.1 erarbeitet wurden. Um die Netzwiederaufbaukonzepte heute und in Zukunft vergleichen und optimieren zu können, sind drei grundsätzliche Szenarien als Grundlage für die Fallstudien notwendig. Diese repräsentieren die Situation zu drei unterschiedlich weit greifenden Zukunftszeitpunkten und unterscheiden sich daher hinsichtlich ihrer Erzeugerstruktur. Da nach Vorgabe in der Vorhabensbeschreibung nicht der genaue Zeitpunkt eines Szenarios relevant ist, sondern sie durch ihren Anteil an erneuerbarer Erzeugung, gemessen an der Jahresenergiemenge, charakterisiert sind, tragen die entwickelten Szenarien folgende Bezeichnungen:

- 25% EE-Szenario: heutige Erzeugungssituation
- 50% EE-Szenario: Erzeugungssituation gemäß NEP (1) im Jahr 2034
- 80+% EE-Szenario: Extremszenario ohne konventionelle thermische Kraftwerke

Anmerkung 1: Die Formulierung „ohne konventionelle thermische Kraftwerke“ beinhaltet dennoch den Einsatz von Gaskraftwerken, da davon ausgegangen wird, dass dort hauptsächlich erneuerbar erzeugtes Methan aus überschüssigem Windangebot verstromt wird.

Anmerkung 2: Die hier angegebenen prozentualen Werte beziehen sich jeweils auf die Jahresenergiemenge für Gesamtdeutschland. Die besondere Situation ländlicher Netzgebiete, in denen bereits heute mehr als 80% der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern stammt, wird in den jeweiligen Fallstudien entsprechend betrachtet.

Die Szenarien werden in diesem Dokument anhand der folgenden Gesichtspunkte erläutert. Dabei besteht jedes Kapitel aus einer Übersichtstabelle und bei Bedarf im Anschluss aus weiteren Erläuterungen zu den einzelnen Szenarien.

Beschreibung:	Dieses Kapitel enthält eine kurze Beschreibung zum Hintergrund der Szenarien.
Aufteilung auf Erzeugungsarten:	In diesem Kapitel wird die Erzeugungsstruktur für jedes Szenario dargestellt. Es enthält für jedes Szenario eine Tabelle deutschlandweit installierter Leistungen der einzelnen Energieträger sowie Erläuterungen, aus welchen Quellen und Annahmen diese Zahlen stammen.
Speicher:	In diesem Kapitel werden Annahmen zu den installierten Leistungen der Speicher erläutert.
Lasten:	In diesem Kapitel werden die Annahmen zur Lastenwicklung erläutert.

Aufteilung auf Einspeiseebene:	In Form von Tabellen gibt dieses Kapitel für jede Erzeugungsart einen Überblick darüber, welcher Anteil der installierten Leistung in welcher Spannungsebene angeschlossen ist.
Regionale Aufteilung:	Dieses Kapitel stellt Methoden vor, wie für die Fallstudien aus den gesamtdeutschen Szenarien zu untersuchende Typ-Regionen „Nord“ und „Süd“ gebildet werden können.

Beschreibung der Szenarien

Die folgenden drei Szenarien beschreiben die *Erzeugungsstrukturen für Gesamtdeutschland* bezogen auf den jeweiligen Anteil der erneuerbaren Erzeugung an der Deckung des Jahresbedarfs elektrischer Energie. Dabei werden regionale Unterschiede berücksichtigt insbesondere im Hinblick auf Netzgebiete, in denen schon heute wesentlich höhere Anteile aus Erneuerbarer Erzeugung stammen, vergl. Abschnitt *Regionale Aufteilung*.

25% EE-Szenario

Dieses Szenario bildet den Status Quo in Deutschland ab. Grundlage für dieses Szenario ist die Erzeugungs- und Laststruktur im Jahre 2014.

50% EE-Szenario

Für das 50%-Szenario wird auf die Szenarien im Netzentwicklungsplan (NEP) (1) 2014 zurückgegriffen. Grundlage bildet das Leitszenario 2034 B.

80+% EE-Szenario

Als drittes Szenario soll die Situation ohne den Einsatz konventioneller thermischer Kraftwerke mit einem Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung (Jahresenergiemenge) von mindestens 80% untersucht werden. Als Grundlage für dieses Szenario wird die Entwicklung der Kraftwerksstruktur zwischen 2014 und 2034 (gemäß NEP 2014 (1)) zunächst linear fortgeschrieben und dann in einzelnen Punkten noch angepasst (gemäß aktueller Studien).

Im Gegensatz zur NETZ:KRAFT Vorhabensbeschreibung, in der von einem *Extremszenario* gesprochen wird, wird in diesem Dokument der Begriff *80+%EE-Szenario* verwendet. Begründung hierfür ist das Extremszenario aus dem Energiekonzept der Bundesregierung (2), in der ein zu über 80% aus erneuerbaren Energien aufgebautes Energiekonzept der Zukunft vorgestellt wird.

Datenquellen

Die hier vorgestellte Kraftwerksstruktur für das 25%EE-Szenario basiert auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (3) sowie der Datensammlung von EnergyMap (4).

Hier werden kurz Umfang und Grenzen dieser Datenquellen erläutert:

Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur:

Für nicht nach dem EEG geförderte Erzeugungsanlagen wird hier die von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Kraftwerksliste herangezogen (verwendete Version enthält Daten aus Monitoring 2012/2013/2014 (Anlagen ≥ 10 MW und Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW) sowie aus ÜNB-Veröffentlichungen (Stand 17.10.2014)).

Diese Liste enthält neben Anlagen in Deutschland auch in das deutsche Netz einspeisende Anlagen in Luxemburg, der Schweiz und Österreich. Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung kleiner als 10MW werden hier lediglich summarisch aufgeführt. Eine Zuordnung dieser Anlagen nach Anlagengröße, geografischer Verteilung und Einspeiseebene ist nicht möglich. In den folgenden Tabellen tauchen diese Anlagen in der Spalte „nicht zugeordnet“ auf. Eine Festlegung, wie innerhalb der weiteren Untersuchung umgegangen werden soll, wird in diesem Dokument nicht getroffen.

Den Anlagen aus der Kraftwerksliste wurden die Koordinaten der jeweiligen Postleitzahlen (aus http://opengeodb.org/wiki/OpenGeoDB_Downloads sowie bei fehlenden Postleitzahlen händisch über OpenStreetmap) zugeordnet.

Die Angaben zur Spannungsebene, auf der die Einspeisung erfolgt, sind hier uneinheitlich (teilweise steht dort „MS“, „MS/HS“ oder auch 6kV oder 30kV). Die Zuordnung zu den Einspeiseebenen erfolgt (soweit Spannungen angegeben sind) gemäß folgender Tabelle:

Einspeiseebene	Spannungen
07 (NS)	Keine in der Kraftwerksliste gefundenen Spannungen wurden dieser Einspeiseebene zugeordnet
06 (MS/NS)	Keine in der Kraftwerksliste gefundenen Spannungen wurden dieser Einspeiseebene zugeordnet
05 (MS)	6kV bis 30kV
04 (HS/MS)	wenn explizit so angegeben oder Spannungswerte aus MS und HS
03 (HS)	60kV bis 110kV
02 (HöS/HS)	Keine in der Kraftwerksliste gefundenen Spannungen wurden dieser Einspeiseebene zugeordnet
01 (HöS)	220kV bis 400kV

Tabelle 1. Zuordnung der Spannungen zu Einspeiseebenen.

Anlagen mit Einträgen wie „Werksnetz“ werden ebenfalls als „nicht zugeordnet“ angegeben.

EnergyMap-Daten:

Für nach dem EEG geförderte Erzeugungsanlagen wird die EnergyMap-Datenbank verwendet.

Dabei handelt es sich um eine von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) gepflegte Zusammenstellung der von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten Anlagendaten von nach dem EEG geförderten Anlagen. Verwendet wurde die Version von Juli 2015.

Da die Übertragungsnetzbetreiber nur bis Juli 2014 zur Publikation der Anlagendaten verpflichtet waren und danach nur einer der Übertragungsnetzbetreiber weiter Daten publiziert hat, werden Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 1. August 2014 nicht berücksichtigt, um Verzerrungen der regionalen Aufteilung zu vermeiden.

Auf der EnergyMap-Webseite wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass auch suspekte und unplausible Daten enthalten sind. Die dort vorgenommene Plausibilisierung ist ausgesprochen grob und führt etwa bei den in Summe installierten Leistungen zu erheblichen Abweichungen von den Daten in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Daher werden hier lediglich die vorgeblich auf Höchstspannungsebene einspeisenden kleinen Biomasse- und Solarstromanlagen (Nennleistung < 1MW) entfernt und ansonsten wird der vollständige Datensatz verwendet.

Der Datensatz enthält ebenfalls Koordinaten der Anlagen. Diese sind aus der Position der zugehörigen Ortsmittelpunkte abgeleitet. Bei Einträgen, für die keine Koordinaten vorliegen, erfolgt wie bei den Daten aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur eine Zuordnung über Postleitzahlen.

Die Angaben zur Einspeiseebene liegen hier bereits im oben angegebenen Format vor.

Aufteilung auf Erzeugungsarten

	25% EE-Szenario		50% EE-Szenario		80+% EE-Szenario	
Energieträger	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**	**Install. Leistung [GW]**	**Install. Leistung [%]**
Steinkohle	25,3	13,8	18,4	7,2	0	0
Braunkohle	18,8	10,2	11,3	4,5	0	0
Kernenergie	12,1	6,6	0	0	0	0
Pumpspeicher	*9*	4,9	*10,7*	*4,2*	*11*	*3,5*
Großbatteriespeicher	*0*	0	*0*	*0*	*13*	*4,1*
Gaskraftwerke	*23,8*	12,9	*37,5*	*14,8*	*45*	*14,1*
Wind onshore	37,5	20,4	72	28,4	102	32,0
Wind offshore	0,5	0,3	25,3	10,0	43	13,5
Photovoltaik	37	20,1	59,5	23,4	82	25,8
Biomasse	7	3,8	9,2	3,6	12	3,8
Laufwasser	4,1	2,2	3,7	1,5	4	1,3
Speicherwasser	1,5	0,8	1,3	0,5	1,4	0,4
Sonstige Erzeuger	7,4	4,0	5	2,0	5	1,6
SUMME	**184,0**		**253,9**		**318,4**	

25% EE-Szenario

Die Erzeugungsstruktur des Status Quo-Szenarios ist folgenden Quellen entnommen:

- EnergyMap-Anlagenregister (nur durch EEG geförderte Erzeugungsanlagen) (4)
- BNetzA-Kraftwerksliste (3)

Für die installierten Leistungen ergibt sich somit folgende Tabelle:

Energieträger	**Installierte Leistung [GW]**
Steinkohle	25,3
Braunkohle	18,8
Kernenergie	12,1
Pumpspeicher	*9*
Großbatteriespeicher	*0*
Gaskraftwerke	*23,8*
Wind onshore	37,5
Wind offshore	0,5
Photovoltaik	37
Biomasse	7
Laufwasser	4,1
Speicherwasser	1,5
Sonstige Erzeuger	7,4
SUMME	**184,0**

50% EE-Szenario

Die Erzeugungsstruktur für das 50% EE-Szenario wird aus dem NEP 2014 (1), Leitszenario 2034 B, übernommen. Für die installierten Leistungen ergibt sich somit folgende Tabelle:

Energieträger	Installierte Leistung [GW]
Steinkohle	18,4
Braunkohle	11,3
Kernenergie	0
Pumpspeicher	*10,7*
Großbatterien	*0*
Gaskraftwerke	*37,5*
Wind onshore	72
Wind offshore	25,3
Photovoltaik	59,5
Biomasse	9,2
Laufwasser	3,7
Speicherwasser	1,3
Sonstige Erzeuger	5
SUMME	**253,9**

Im 50%EE-Szenario beträgt nach NEP (1) der Jahresbedarf an elektrischer Energie 535,4 TWh und die Jahreshöchstlast 84 GW. Die Veränderungen zum 25%EE-Szenario zeigen sich in Abbildung 1 und Abbildung 2, die die Jahreshöchstlast zur Gesamtleistung konventioneller und erneuerbarer Erzeuger ins Verhältnis setzen.

Abbildung 1. Verhältnis zwischen der Gesamtleistung der konventionellen Kraftwerke und der Jahreshöchstlast. Aus **(5)**.
Dass die Gesamtsumme von 81,7 GW nicht ganz mit obenstehender Tabelle übereinstimmt, ist der Zusammensetzung der „sonstigen Erzeuger" (aus konventionellen und erneuerbaren Energieträgern) geschuldet.

Abbildung 2. Verhältnis zwischen der Gesamtleistung erneuerbarer Energien und der Jahreshöchstlast. Aus **(5)**.

Es ist zu erkennen, dass die Jahreshöchstlast im 50%EE-Szenario nicht mehr durch konventionelle Energieträger gedeckt werden kann (Differenz von 2,3 GW). Betrachtet man jedoch zusätzlich diejenigen erneuerbaren Energieträger, die nicht oder nur in sehr geringem Maße vom Wetter abhängen, sind zu den konven-

tionellen Erzeugern noch einmal über 16 GW an Biomasse und Wasserkraft hinzuzurechnen (vgl. Abbildung 3). Somit kann selbst bei ungünstigen Wetterverhältnissen die Höchstlast gedeckt werden.

Abbildung 3. Installierte Leistung der kaum wetterabhängigen regenerativen Erzeuger (Wasser, Biomasse und sonstige).

In Abbildung 4 wird deutlich, dass sich die Gesamtleistung im Vergleich zur Jahreshöchstleistung in den Szenarien zunehmend hin zu einem höheren Anteil installierter Leistungen hin verschiebt. Während im Referenzjahr etwa doppelt so viel Erzeugerleistung wie Jahreshöchstlast installiert ist, beträgt das Verhältnis im 50%EE-Szenario etwa drei zu eins. Für das 80+%EE-Szenario ergibt sich etwa ein Verhältnis von 3,75 zu eins.

Abbildung 4. Verhältnis zwischen der Gesamtleistung konventioneller und erneuerbarer Energien (ohne Kernkraft) und der Jahreshöchstlast. Aus **(5)**.

Genauere Ausführungen zum 50%EE-Szenario sind dem Dokument „Struktur der Kraftwerke und Erneuerbaren für die Stützjahre der Szenarien“ (5) zu entnehmen. Das Dokument enthält zusätzlich genauere Erläuterungen zum Begriff der „gesicherten Leistung“, welche für die Bestimmung der konkreten Erzeugungssituationen für die Fallstudien und Demonstrationsvorhaben relevant werden.

80+% EE-Szenario

Das Szenario wird auf der Grundlage der Datenbasis des Netzentwicklungsplan 2014 (1) entwickelt. Im Netzentwicklungsplan sind Daten für die Jahre 2012, 2024 und 2034 vorhanden. Es wird Szenario B verwendet. Mittels einer linearen Regression werden die Daten extrapoliert. Eine Extrapolation um 16 Jahre (auf das Jahr 2050) hat sich dabei als günstig erwiesen, um die Zielvorgabe einer mehr als 80%ig erneuerbaren Erzeugung zu erreichen (gemessen an der Jahresenergiemenge). Die Prüfung dieses Werts erfolgt am Ende dieses Unterkapitels.

Nach der Extrapolation ergeben sich folgende installierte Leistungen:

Energieträger	Installierte Leistung [GW]
Braunkohle	3,9
Steinkohle	15,0
Erdgas	43,3
Speicher	14,3
Sonstige konventionelle Erzeuger	0,6
Wind onshore	102,5
Wind offshore	43,0
Photovoltaik	82,2
Biomasse	12,2
Wasserkraft	5,4
Sonstige regenerative Erzeuger	3,3
SUMME	**325,8**

Zur Anpassung des Szenarios an die in der Vorhabensbeschreibung vorgegebenen Rahmenbedingungen wie auch an die politischen Vorgaben und Ziele werden folgende Anpassungen vorgenommen:

- **Ausscheiden thermischer konventioneller Kraftwerke:** Da im Szenario keine thermischen konventionellen Kraftwerke beteiligt sein sollen, werden Braun- und Steinkohle aus der Liste gestrichen.
- **Speicher:** Die durch die Regression prognostizierte Speicherleistung ist zu gering für ein Szenario ohne thermische konventionelle Kraftwerke. Der Zubau der Speicher kann nicht nur linear erfolgen, wenn eine mehr als 80%-ige erneuerbare Versorgung Deutschlands angestrebt wird. Die installierte Speicherleistung wird daher nach oben korrigiert, sodass sich insgesamt eine Speicherleistung von 75 GW ergibt.
    - *Pumpspeicher*: Zu den momentan vorhandenen 6,4 GW Pumpspeicherleistung (entnommen aus der BNetzA-Kraftwerksliste (3), nur in Deutschland installierte Pumpspeicherleistung) ist in den kommenden Jahren noch ein Zubau von 4,67 GW (aus BDEW-Kraftwerksliste (6), siehe Kapitel *Speicher*) geplant. Die Gesamtsumme wird mit 11 GW abgeschätzt, um einerseits zu berücksichtigen, dass vielleicht nicht alle Ausbaupläne verwirklicht werden, zum anderen aber auch die möglichen Beiträge durch Druckluftspeicher berücksichtigt werden können.
    - *Großbatterien*: Es ist wahrscheinlich, dass Großbatteriespeicher in einer zukünftig regenerativen Versorgung Deutschlands eine entscheidende Rolle spielen. Wie im Kapitel zu den Speichern genauer erläutert, wird die installierte Leistung von Großbatteriespeichern auf 13 GW festgelegt.

- *Gaskraftwerke*: Gaskraftwerke werden in Zukunft immer weniger Erdgas und immer mehr erneuerbar erzeugtes Methan verbrennen (Power-to-Gas-Technologie). Daher ist der prognostizierte Anstieg der installierten Leistung von Gaskraftwerken plausibel. Nach Vergleich mit der VDE100%-Studie (7) (41,7 GW) und dem Kombikraftwerk 2-Abschlussbericht (8) (53,8 GW) wird die installierte Leistung der Gaskraftwerke für das Extremszenario auf 45 GW festgelegt.

- Die sonstigen Erzeuger werden auf 5 GW gerundet.

Insgesamt ergibt sich nach den vorgenommenen Anpassungen folgende Liste/folgender Kraftwerkspark für das Extremszenario:

Energieträger	**Installierte Leistung [GW]**
Steinkohle	0
Braunkohle	0
Kernenergie	0
Pumpspeicher	*11*
Großbatteriespeicher	*13*
Gaskraftwerke	*45*
Wind onshore	102
Wind offshore	43
Photovoltaik	82
Biomasse	12
Laufwasser	4,0
Speicherwasser	1,4
Sonstige Erzeuger	5
SUMME	**318,4**

Diese Aufteilung ist in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5. Erzeugungsstruktur im 80+%-Szenario.

Anteil der Erneuerbaren an der Jahresenergiemenge

Für den Nachweis, ob mit der vorliegenden Struktur auch eine mindestens 80%-ige erneuerbare Stromversorgung (gemessen an der Jahresenergiemenge) möglich ist, werden dem NEP (1) die folgenden Volllaststunden entnommen:

Anlagentyp	Volllaststunden für 2034 aus NEP (1)
Wind offshore	3988
Wind onshore	2050
Photovoltaik	875
Biomasse	5603

Tabelle 2. Vollaststunden nach **(1)**.

Multipliziert man die aufgeführten Volllaststunden jeweils mit der installierten Leistung des entsprechenden Energieträgers und summiert alle Energiemengen anschließend, erhält man eine Jahresenergiemenge von 102*2050 GWh + 43*3988 GWh + 82*875 GWh + 12*5603 GWh = 519,57 TWh.

Dies liegt ungefähr in der Größenordnung des Jahresbedarfs an elektrischer Energie im Jahr 2014 (Netto 521,2TWh) nach (9).

Anteile von Laufwasser und Speicherwasser an den installierten Wasserkraftwerken

Im NEP sind Lauf- und Speicherwasser nur zusammengefasst als Wasserkraft aufgeführt. Da sich beide Erzeugungsarten aber hinsichtlich ihres Verhaltens im NWA unterscheiden, müssen sie im Szenario als getrennte Erzeuger angeführt werden. Wie sich die installierte Leistung aufteilt, kann für 2014/15 der BNetzA-Kraftwerksliste (3) entnommen werden. Demnach teilt sich die Wasserkraft heute in 73% für Laufwasser und 27% für Speicherwasser auf. Überträgt man diese Verteilung auf die 5,4 GW, die im 80+%-Szenario für Wasserkraft vorgesehen sind, entfallen 4,0 GW auf Laufwasser und 1,4 GW auf Speicherwasser.

Speicher

Pumpspeicher

Zur Abschätzung der zukünftig installierten Pumpspeicherleistung wird auf die BDEW-Kraftwerksliste 2015 (6) zurückgegriffen. Derzeit existiert eine große Zahl an geplanten Neubauten und Zubauten von Pumpspeicherkraftwerken, jedoch ist aufgrund der Unrentabilität der Status der Projekte zum derzeitigen Stand fraglich. Aus diesem Grund werden nur diejenigen Neu- und Zubauprojekte berücksichtigt, die in der BDEW-Kraftwerksliste 2015 (6) gelistet sind, weil sie als wahrscheinlich realisierbar angenommen werden.

	Nennleistung [GW]
PSW schon in Betrieb	6,4
Jochenstein/Energiespeicher Riedl	0,3
Heimbach	0,3
Schweich	0,3
Nethe/Höxter	0,39
Landkreis Gotha/Talsperre Schmalwasser	1,0
Atdorf	1,4
Jochberg/Walchensee	0,7
Forbach (Erweiterung)	0,22
Blautal	0,06
SUMME	**11,07**

Tabelle 3. Nennleistungen der vorhandenen und geplanten Pumpspeicherwerke in Deutschland.

Die Pumpenleistung der Pumpspeicherkraftwerke variiert je nach Kraftwerk erheblich und kann zwischen 70 % und 105 % der Turbinenleistung betragen, in kleinen und mittleren Pumpspeicherkraftwerken sind sogar noch geringere Pumpenleistungen möglich (zwischen 40%-60% der Turbinenleistung), vergl. Tabelle 17.2 in (10).

Nach (11) lag die Kapazität der deutschen Pumpspeicherwerke im Jahr 2010 bei 40 GWh (bei einer Leistung von etwa 7 GW, daher ist diese Zahl als Abschätzung auch für das Jahr 2015 geeignet).

Großbatteriespeicher

Für zukünftig installierte Großbatterien wird davon ausgegangen, dass sich ihr Einsatz nur dann in einem wirtschaftlichen Bereich bewegt, wenn sie neben der Verwendung im NWA-Fall noch weitere Aufgaben übernehmen. Es wird im Folgenden von zwei Vermarktungsmöglichkeiten ausgegangen, anhand derer wir die installierte Leistung für das 80+%EE-Szenario abschätzen.

Nach (12) wird die wichtigste Aufgabe von Großbatteriespeichern in Zukunft in der Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung bestehen. Als zweite Aufgabe wird davon ausgegangen, dass in der Direktvermarktung von Windleistung Batterien zur Glättung eingesetzt werden.

Insgesamt nehmen wir für Großbatterien eine installierte Leistung von 13 GW an. Dieser Wert liegt im Rahmen von aktuellen Studien am unteren Ende (vgl. (13; 14; 15)).

Für die Abschätzung der Größe des Energiespeichers muss ebenfalls der Anwendungsfall betrachtet werden. Für die Primärregelleistung spielen Stundenprodukte eine Rolle, Direktvermarktung kann an der Börse

in Viertelstundensegmenten erfolgen. Daraus ergeben sich in Modellrechnungen Verhältnisse von Speichergröße zu Leistung in Höhe von ca. 1,1 kWh/kW (vgl. (16)). Für die Sekundärregelleistung werden aktuell Produkte mit einer Dauer von 4 oder 12 Stunden gefordert. Allerdings ist unter heutigen Randbedingungen die Verwendung von Batteriesystemen mit einem Speicher-Leistungs-Verhältnis von 4 oder größer nicht wirtschaftlich. Die Entwicklung der Wirtschaftlichkeitsbewertung hängt hier sowohl von der Entwicklung der Kosten für Batteriesysteme als auch von der Preisbildung am Reserveenergiemarkt ab.

Der Rahmen zur Abschätzung der Speichergröße, die sich aus den angenommenen Anwendungen ergibt, liegt damit zwischen 1,1 und 12 kWh/kW. Aktuell sind aber nur Speichersysteme im unteren Bereich dieses Rahmens wirtschaftlich.

Für alle Annahmen von Speichern in den zukünftigen Szenarien gilt, dass die angenommenen installierten Leistungen im Laufe des Projekts plausibilisiert werden sollen. Sie sind daher in der Szenarienbeschreibung als Startwert für die Simulationen und Fallstudien zu sehen und es soll sich in den Berechnungen zeigen, ob die angenommenen Werte zur Versorgung im Netzwiederaufbau ausreichend sind oder ob noch mehr (oder auch weniger) Speicheranlagen benötigt werden.

Lasten

Dieses Kapitel beinhaltet Annahmen zur Entwicklung der Jahreshöchstlast, Tageslastgängen sowie zu steuerbaren Lasten im Netzwiederaufbau.

Entwicklung der Jahreshöchstlast

Die Lastseite der Szenarien wird auch in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan (1) definiert. Die Jahreshöchstlast für das Referenzszenario 25%EE beträgt 86,9 GW, für das 50%EE-Szenario 84 GW. Da diese Veränderung sehr gering ausfällt, wird auch für das 80+%EE-Szenario von einer Jahreshöchstlast von 84 GW ausgegangen.

Bezüglich der Jahresenergiemenge wird davon ausgegangen, dass für den NWA zu berücksichtigende Lasten auf gleichem Niveau wie im 25%EE-Szenario verbleiben. Nach NEP (1) verändert sich die Jahresenergiemenge von 540,3 TWh im Referenzjahr auf 535,4 TWh für das 50%EE-Szenario. Für das 80+%EE-Szenario sind zwar durch verstärkte Elektrifizierung in den Bereichen Mobilität und Heizung zusätzliche Verbraucher zu erwarten. Für diese wird hier die Annahme getroffen, dass sie kleine steuerbare Lasten darstellen, so dass sie für den NWA nicht berücksichtigt werden müssen, da sie sich erst nach erfolgtem NWA wieder zuschalten lassen.

Tageslastgänge

Sofern für die Fallstudien Tagesgänge der Lasten benötigt werden, wird als Datenquelle das Data Portal der Entso-e vorgeschlagen. Dort sind für jeden Monat seit 2010 stündliche Verbrauchswerte abrufbar. Es ist hier zu erreichen:

https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx

Genaue Erläuterungen zu der Datengrundlage finden sich in den Guidelines der Entso-e Data Expert Group (17).

Steuerbare Lasten im Netzwiederaufbau

Steuerbare Lasten zur Balancierung von Last und Erzeugung im Netzwiederaufbau können im Projekt berücksichtigt werden. Mögliche industrielle steuerbare Lasten sind:

- *Aluminiumwerke:* alle Szenarien, bei Spannungsvorgabe in kleinen Schritten zuschaltbar
- *Pumpspeicherkraftwerke*
- *Heizpatronen/Power2Heat*
- *Elektrolyseure:* Berücksichtigung im 80+%EE-Szenario
- *Batterien:* Berücksichtigung im 80+%EE-Szenario

Aufteilung der installierten Leistungen auf Einspeiseebenen

25% EE-Szenario	50% EE-Szenario	80+% EE-Szenario
Grundlage für die Aufteilung im Status Quo-Szenario sind: • EnergyMap-Anlagenregister (nur durch EEG geförderte Anlagen) • BNetzA-Kraftwerksliste	Die Anteile aus 2014 werden für jede Erzeugungsart linear fortgeschrieben.	

25% EE-Szenario

Aus den Angaben in der EnergyMap und der BNetzA-Kraftwerksliste kann folgende Aufteilung der installierten Anlagen in die Einspeiseebenen erstellt werden:

Einspeiseebene / Anlagentyp	07 (NS)	06 (MS/NS)	05 (MS)	04 (HS/MS)	03 (HS)	02 (HöS/HS)	01 (HöS)	nicht zuge-ordnet	Summe
Solarstrom	21546	987	11828	541	2119	1	4	0	**37025**
Biomasse	608	277	5417	286	426	0	0	30	**7044**
Gas	27	11	2295	112	11934	1	6278	3098	**23756**
Erdwärme	1	0	31	0	0	0	0	0	**32**
Steinkohle	0	0	647	0	3345	0	20175	1127	**25294**
Abfall	0	0	741	0	701	0	0	147	**1588**
Pumpspeicher	0	0	0	0	1652	0	7426	2	**9080**
Braunkohle	0	0	251	0	1223	0	17267	39	**18780**
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	12068	0	**12068**
Laufwasser	260	44	1554	96	1516	53	118	472	**4113**
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	0	15	0	269	0	1079	83	**1445**
Wind (Onshore)	53	92	17116	5417	12056	31	2696	0	**37463**
Wind (Offshore)	0	0	0	0	164	113	224	0	**501**
sonstige	0	0	711	0	3004	0	860	1201	**5775**
Gesamt	**22495**	**1410**	**40604**	**6452**	**38408**	**200**	**68195**	**6197**	**183961**

Tabelle 4. Einspeiseleistungen nach Erzeugungsart und Einspeiseebene in MW.

50% EE-Szenario

Für das 50%EE-Szenario werden die Anteile aus dem 25%EE-Szenario auf die installierten Leistungen des 50%EE-Szenario übertragen. Dies resultiert in folgender Tabelle:

Einspeiseebene / Anlagentyp	07 (NS)	06 (MS/NS)	05 (MS)	04 (HS/MS)	03 (HS)	02 (HöS/HS)	01 (HöS)	nicht zuge-ordnet	Summe
Solarstrom	34624	1586	19007	870	3405	1	6	0	**59500**
Biomasse	794	361	7076	373	556	0	0	39	**9200**
Gas	43	17	3622	177	18839	1	9910	4891	**37500**
Steinkohle	0	0	471	0	2433	0	14677	820	**18400**
Pumpspeicher	0	0	0	0	1947	0	8751	2	**10700**
Braunkohle	0	0	151	0	736	0	10390	23	**11300**
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Laufwasser	234	39	1397	86	1364	48	106	425	**3700**
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	0	13	0	242	0	971	74	**1300**
Wind (Onshore)	102	177	32896	10411	23171	60	5182	0	**72000**
Wind (Offshore)	0	0	0	0	8263	5728	11309	0	**25300**
sonstige	0	0	615	0	2601	0	745	1039	**5000**
Gesamt	**35797**	**2180**	**65249**	**11918**	**63557**	**5838**	**62046**	**7313**	**253900**

Tabelle 5. Einspeiseleistungen nach Erzeugungsart und Einspeiseebene in MW.

80+% EE-Szenario

Für das 80+%EE-Szenario werden die Anteile aus dem 25%EE-Szenario auf die installierten Leistungen des 80+%EE-Szenario übertragen. Dies resultiert in folgender Tabelle:

Einspeiseebene / Anlagentyp	07 (NS)	06 (MS/NS)	05 (MS)	04 (HS/MS)	03 (HS)	02 (HöS/HS)	01 (HöS)	nicht zuge-ordnet	Summe
Solarstrom	47717	2185	26195	1199	4693	2	8	0	**82000**
Biomasse	1036	471	9229	487	725	0	0	51	**12000**
Gas	51	20	4347	213	22606	1	11892	5869	**45000**
Pumpspeicher	0	0	0	0	2001	0	8997	2	**11000**
Großbatterien	0	0	4500	1000	5000	500	2000	0	**13000**
Laufwasser	253	42	1511	93	1475	52	115	459	**4000**
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	0	15	0	260	0	1045	80	**1400**
Wind (Onshore)	145	251	46602	14748	32826	85	7341	0	**102000**
Wind (Offshore)	0	0	0	0	14044	9735	19221	0	**43000**
sonstige	0	0	615	0	2601	0	745	1039	**5000**
Gesamt	**49217**	**2995**	**93083**	**18186**	**87450**	**9884**	**50084**	**7501**	**318399**

Tabelle 6. Einspeiseleistungen nach Erzeugungsart und Einspeiseebene in MW.

Da für die Verteilung der Großbatterien auf keine heutige prozentuale Verteilung zurückgegriffen werden kann, orientiert sie sich im 80+%-Szenario anhand ihrer Verwendung. Die Verteilung der Großbatterien erfolgt demnach maßgeblich orientiert an der Verteilung der Windeinspeisung auf die Einspeiseebenen, wobei sowohl Onshore als auch Offshore berücksichtigt wurden. Zusätzlich erfolgt eine leichte Verschiebung zugunsten der Hochspannungsebene.

Regionale Aufteilung

Dieses Kapitel erläutert die Definitionen Norddeutschlands (über 53,4° geographischer Breite) und Süddeutschlands (unter 49,4° geographischer Breite).

Definition der Netzregionen Nord und Süd

Im Arbeitspaket 3.1 sollen nach der NETZ:KRAFT-Vorhabensbeschreibung (18) „typische Netzregionen (Nord und Süd)“ untersucht werden. Zur Ermittlung der Erzeugungsstrukturen in diesen Regionen wird hier eine Methodik zur Aufteilung Deutschlands in Regionen erläutert.

Wie in Abbildung 6 veranschaulicht, wird die Region Nord festgelegt als „Deutschland nördlich des x-ten Breitengrades“ und die Region Süd entsprechend als „Deutschland südlich der y-ten Breitengrades“.

Um die Grenzen x und y festzulegen, wird das Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Leistung in Abhängigkeit vom Breitengrad betrachtet. Datengrundlage ist hierbei die Kraftwerksliste der BNetzA (3) und das EnergyMap-Anlagenregister (4). Die Erzeugungsanlagen sind dort entweder direkt mit ihren geographischen Koordinaten aufgeführt oder sind Postleitzahlen zugeordnet, denen sich wieder ungefähre geographische Koordinaten zuordnen lassen.

Abbildung 6. Aufteilung Deutschlands in Nord und Süd.
Quelle: OpenStreetMap **(28)**.

Da das Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Leistung in den beiden Regionen unterschiedlich ist, wird es als wesentliches Unterscheidungsmerkmal zwischen ihnen verwendet.

Abbildung 7 zeigt das Verhältnis zwischen der insgesamt in „Norddeutschland“ installierten Onshore-Wind- und PV-Leistung, abhängig davon, wo die untere (südliche) Grenze von „Norddeutschland“ angesetzt wird. Je kleiner der Breitengrad also auf der x-Achse, desto größer ist das betrachtete Gebiet „Norddeutschland“, für das das Onshore-Wind/PV-Verhältnis aufgetragen ist.

Abbildung 7. Verhältnis von installierter Wind- und PV-Leistung in Norddeutschland.

In der Graphik ist deutlich zu sehen, dass das Verhältnis steigt, je mehr die südliche Grenze Richtung Norden gelegt wird, d.h. je kleiner die Region „Norddeutschland“ definiert wird. Dieser Trend endet etwa am 53. Breitengrad. Ab dort (etwa die Höhe von Bremen) bis etwa 54,3° (etwa die Höhe von Kiel) bleibt das Verhältnis in etwa konstant. Der Abfall ganz rechts geht darauf zurück, dass bei einer so engen Nord-Definition nur noch die Insel Sylt im betrachteten Bereich läge, wo es einige PV- aber keine Onshore-Windkraftanlagen gibt. Es wird daher vorgeschlagen, die Südgrenze der Region Nord so festzulegen, dass die gesamte Küstenlinie enthalten ist, damit (der Einfachheit halber) die gesamte Offshore-Windkraft dieser Region zugeordnet werden kann, also soll „Norddeutschland“ nördlich des 53,4°. Breitengrads liegen.

Abbildung 8. Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Leistung in Süddeutschland.

Analog dazu zeigt Abbildung 8 das Verhältnis von Wind- und PV-Leistung im Süden Deutschlands. Aufgetragen ist es hier über der nördlichen Grenze des Gebietes, d.h. je höher der Wert des Breitengrads auf der x-Achse, desto größer wird das als „Süddeutschland“ bezeichnete Gebiet definiert. Die Kurve zeigt einen deutlichen Knick bei ca. 49,4°, ab der das Verhältnis deutlich zunimmt. „Süddeutschland“ soll daher so definiert werden, dass es südlich des Bereiches liegt, von welchem die installierte Windkraft gleichmäßig zunimmt. Also wird ein Breitengrad von 49,4° (ca. Höhe von Heidelberg) als nördliche Grenze von „Süddeutschland“ festgelegt.

Aufteilung auf Erzeugungsarten und Netzebenen

Für die so definierten Netzregionen lässt sich anhand der oben genannten Datenquellen auch die Aufteilung der Erzeugung auf Netzebenen und Erzeugungsarten darstellen.

Tabelle 7 und 8 zeigen das beispielhaft für Erzeuger in „Norddeutschland“ und „Süddeutschland“ für das 25%EE-Szenario:

Einspeiseebene / Anlagentyp	07 (NS)	06 (MS/NS)	05 (MS)	04 (HS/MS)	03 (HS)	02 (HöS/HS)	01 (HöS)	nicht zuge-ordnet	Summe
Solarstrom	1396	57	1286	32	232	0	0	0	**3003**
Biomasse	42	19	744	16	22	0	0	0	**843**
Gas	1	0,2	137	0	348	0	0	238	**724**
Erdwärme	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Steinkohle	0	0	0	0	601	0	2354	0	**2955**
Abfall	0	0	71	0	0	0	0	0	**71**
Pumpspeicher	0	0	0	0	119	0	0	0	**119**
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	1410	0	**1410**
Laufwasser	1	0	9	0	0	0	0	0	**10**
Speicherwasser	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Wind (Onshore)	20	58	4523	1559	2762	0	336	0	**9258**
Wind (Offshore)	0	0	0	0	164	113	224	0	**501**
sonstige	0	0	115	0	370	0	254	0	**739**
Gesamt	**1461**	**134**	**6886**	**1606**	**4618**	**113**	**4578**	**238**	**19634**

Tabelle 7. Aufteilung der Erzeuger in Norddeutschland auf die Einspeiseebenen (installierte Leistung in MW).

Einspeiseebene / Anlagentyp	07 (NS)	06 (MS/NS)	05 (MS)	04 (HS/MS)	03 (HS)	02 (HöS/HS)	01 (HöS)	nicht zuge-ordnet	Summe
Solarstrom	9416	428	3108	142	98	0	0	0	**13192**
Biomasse	334	131	1261	60	127	0	0	0	**1913**
Gas	12	4	568	0	1555	0	1744	65	**3947**
Erdwärme	1	0	30	0	0	0	0	0	**32**
Steinkohle	0	0	39	0	813	0	5182	0	**6033**
Abfall	0	0	118	0	110	0	0	20	**247**
Pumpspeicher	0	0	0	0	702	0	3062	0	**3764**
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	6694	0	**6694**
Laufwasser	168	32	886	46	1459	13	114	239	**2957**
Speicherwasser	0	0	0	0	249	0	1079	0	**1328**
Wind (Onshore)	4	0	810	115	104	0	0	0	**1033**
Wind (Offshore)	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
sonstige	0	0	118	0	468	0	0	0	**586**
Gesamt	**9934**	**595**	**6937**	**362**	**5685**	**13**	**17874**	**324**	**41726**

Tabelle 8. Aufteilung der Erzeuger in Süddeutschland auf die Einspeiseebenen (installierte Leistung in MW).

Verhältnis von Last zu Erzeugung

Für die Parametrierung der typischen Netzregionen im Referenznetz ist das Verhältnis von Last zu Erzeugung relevant. Für deren Bestimmung wird als Faustformel 1 kW Last pro Einwohner angesetzt. Damit ergibt sich für die Region Norddeutschland mit ca. 7 Mio. Einwohnern 7 GW Last und entsprechend für die Region Süddeutschland mit ca. 20 Mio. Einwohnern 20 GW Last (Einwohnerzahlen aus (19)).

Zubau an Erzeugungsleistung

Beim erwarteten Zubau für die in der Zukunft liegenden Szenarien können die Annahmen für die Bundesländer aus dem Netzentwicklungsplan (20) verwendet werden. Dabei können beispielsweise für die Region Nord die Summen der Zahlen für die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern herangezogen werden.

Leistungsaustausch unter den Regionen

Im Hinblick auf einen potentiellen Leistungsaustausch zwischen den Regionen wird bzgl. der Netzstruktur der Ausbau insbesondere im Bereich HGÜ ebenfalls gemäß Netzentwicklungsplan (1) angenommen.

Quellen

Literaturverzeichnis

1. **Übertragungsnetzbetreiber.** *Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf.* 2014.

2. **Bundesregierung.** *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.* 2010.

3. [Online] http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

4. [Online] http://www.energymap.info/download.html.

5. **Valov, Dr. Boris.** *Struktur der Kraftwerke und Erneuerbaren für die Stützjahre der Szenarien.* Kassel : s.n., 2015.

6. [Online] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-kraftwerksliste-2015-veroeffentlicht-de.

7. **Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG).** *Energiespeicher für die Energiewende, Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.* 2012 : s.n.

8. **Fraunhofer IWES und andere.** *Kombikraftwerk 2 - Abschlussbericht.* 2014.

9. [Online] http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten.

10. **Giesecke, Jürgen und Mosonyi, Emil.** *Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb.* Heidelberg : Springer, 2009.

11. **SRU.** *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar.* 2010.

12. **efzn.** *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit.* Goslar : Studie, 2013.

13. **VDE.** *Energiespeicher für die Energiewende-Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.* s.l. : Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2012.

14. **Sterner, Michael und Stadler, Ingo.** *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration.* Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2014.

15. **Agora Energiewende.** *Stromspeicher in der Energiewende.* s.l. : Studie, 2014.

16. **VDE.** *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene.* s.l. : Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2015.

17. **Entso-e Data Expert Group.** *Guidelines for Monthly Statistics Data Collection.* 2015. https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/20150531_MS_guidelines_public.pdf.

18. **IWES.** *Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen - NETZ:KRAft, Vorhabensbeschreibung zur Förderinitiative "Zukunftsfähige Stromnetze".* 2014.

19. Postleitzahlensuche. [Online] [Zitat vom:] http://www.suche-postleitzahl.org/downloads?download=plz_einwohner.csv.

20. [Online] [Zitat vom: 17. 11 2015.] http://www.netzentwicklungsplan.de/installierte-leistungen-je-bundesland-und-szenario-zu-kapitel-242-0.

21. FAQ: NOVA-Prinzip. [Online] http://www.netzausbau.de/SharedDocs/FAQs/DE/Allgemeines/06_NOVA-Prinzip.html.

22. **Büchner, Jens, et al., et al.** *Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.* 2014.

23. [Online] http://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/tatsaechliche-produktion-solar-.

24. [Online] http://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/tatsaechliche-produktion-wind/tatsaechliche-produktion-wind-tabelle-.

25. [Online] http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien/daten-zu-erneuerbaren-energien.

26. **Prognos; EWI; GWS.** *Entwicklung der Energiemärkte-Energiereferenzprognose.* s.l. : Studie im Auftrag des Bundesministeriums, Projekt Nr. 57/12, 2014.

27. GLOBAL ENERGY STORAGE DATABASE. [Online] [Zitat vom: 13. September 2015.] http://www.energystorageexchange.org/projects.

28. OpenStreetMap. [Online] www.openstreetmap.org.

B MODELLING OF VSC-HVDC and DYNAMIC STUDIES, Voltage Sourced Converter (VSC) – HVDC, Model for Network Restoration

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IWES

NETZ-KRAFT
AP 3.1.5 MODELLING OF VSC-HVDC
AP 3.2.7 DYNAMIC STUDIES

Voltage Sourced Converter (VSC) - HVDC Model for Network Restoration

Luis Pabón

Supported by Andrés Correa (Master student)

13.09.17

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES

Koenigstor 59, 34119 Kassel, Germany

Tel: +49 561 7294-296

Fax:+49 561 7294-400

www.iwes.fraunhofer.de

Contents

Contents *2*

1 Introduction *4*

2 The Nordic Test System *5*

2.1 Introduction **5**

2.2 System description **5**

2.3 Study cases **6**

2.3.1 Scenario 1 6

2.3.2 Scenario 2 6

2.4 Results and validation **7**

2.4.1 Scenario 1 7

2.4.2 Scenario 2 7

3 VSC-HVDC Dynamic Models *9*

3.1 EMT Model **10**

3.2 RMS Model **13**

3.3 Comparison of the performance of the EMT vs RMS models **14**

4 Load flow studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line *16*

5 Dynamic studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line *19*

6 Restoration studies with a conventional black start unit *22*

6.1 Example of a real field test **22**

6.2 Restoration studies in the Nordic test system **22**

6.3 Line energization **23**

6.4 Start-up of large induction motors (auxiliaries) **25**

6.4.1 Motor stalling and the slip torque characteristic 26

6.4.2 Start-up condition 27

6.4.3 Effect of reduced voltage 27

6.4.4 Simplified example of motor stalling challenging the black start process 28

6.4.5 Mechanical torque characteristic model used in the black start studies 29

6.5 Start-up of large induction motors – Study case on the Nordic Test System **30**

6.5.1 Start-up of the first induction motor 31

6.5.2 Start-up of the following induction motors 31

6.6 Generator ramp-up **33**

6.6.1 Ramp rates of commercial power plants 33

6.6.2 Simulation results on the Nordic Test System 34

6.7 Load pick-up **35**

6.7.1 Results Scenario a 35

6.7.2 Results Scenario b 36

7 Restoration studies with the VSC-HVDC system *38*

7.1 Example of real experiences 38
7.1.1 The cross-sound experience 38
7.1.2 The Estlink experience 38
7.2 Line energization 39
7.3 Start-up of large induction motors (auxiliaries) 40
7.4 Generator ramp-up 43
7.4.1 Rotor angle during the generator's ramp-up 45
7.5 Load pick-up 48
8 Comparison between both restoration approaches 51
9 References 52

1 Introduction

In this document, the dynamic studies regarding network restoration with support by voltage sourced converter based HVDC systems (VSC-HVDC) are presented. Detailed models for VSC-HVDC systems which are suitable for EMT simulations are presented at first. RMS models are derived afterwards from the detailed models keeping only the necessary functionalities for RMS simulations. The Nordic test system is used as a benchmark, in which the following studies are performed:

- Comparison of the performance of the EMT vs RMS models,
- Load flow studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line,
- Dynamic studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line,
- Restoration studies with a conventional black start unit
    - Line energization
    - Start-up of large induction motors (auxiliaries)
    - Generator ramp-up
    - Load pick-up
- Restoration studies with the VSC-HVDC system
    - Line energization
    - Start-up of large induction motors (auxiliaries)
    - Generator ramp-up
    - Load pick-up

Both restoration approaches are compared against each other as well with real field tests reported in literature.

2
The Nordic Test System

2.1 Introduction

The Nordic test system is a variation of the so-called Nordic32 system, which was created in order to illustrate the voltage collapse in Sweden that happened in the year 1983 [1]. It has been proposed by the CIGRE Task Force 38-02- 08 in 1995 [2] and it is a fictional approximation of the Swedish system that along with other network models was proposed in order to assess the performance of simulation tools and provide researchers with benchmarks to develop the Long-Term Dynamics field. Nevertheless, the system is not limited to long-term phenomena, its applicability to short-term dynamics such as transient stability and small-signal oscillatory angle stability is recognized. From its very first appearance on, the Nordic test system has been used not only for software testing purposes but also for other sort of dynamic studies such as short-term and long-term voltage stability, power system restoration, system protection and small-signal stability studies among many others. In [2], it is shown through RMS simulations the impact of Over Excitation Limiters (OELs) and Load Tap Changers (LTCs) on the long-term voltage collapse. In [1], the Nordic32 test system is used in order to investigate power system restoration issues. In [3], a modified version of the Nordic32 system which includes induction motor loads is used to investigate the delayed voltage recovery after system faults. In [4], a coordinated decentralized emergency voltage and reactive power control to prevent long-term voltage instability is proposed and its effectiveness is proven on the Nordic32 test system. In [5], an algorithm which prevents undesirable distance protection operations that might result during voltage instability periods is tested on the Nordic32 power system. In [6], the Nordic32 system is simplified in a 5 busbar test system named N5area in which the key voltage collapse characteristics of the Nordic32 are reflected in order to test in a less complex network so the actions of load recovery and excitation current limiters are easier to simulate. In [7], small-signal stability is assessed using the Nordic32. In [8], a procedure to identify the onset of long-term voltage instability from the time evolution of the distribution voltages controlled by LTCs is proposed and demonstrated using the Nordic32 test system. Due to its particular characteristics, the Nordic test system has shown a growing demand for different kinds of power system stability studies. Therefore, the IEEE Power System Dynamic Performance Committee provides in [9] input data for different software tools including RAMSES [10], PSS/E, and ANATEM.

During the execution of this project, the Nordic Test System has been implemented and validated in DIgSILENT PowerFactory and it is now available in the IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee website: http://ewh.ieee.org/soc/pes/psdpc/PSDP_benchmark_systems.htm.

2.2 System description

The Nordic test system depicted in Figure 1 consists of 4 areas: an equivalent simplified network that has the biggest generators and therefore serves usually as the system reference, the northern region with few load and more generation, a central area with more load than generation and a southern region loosely connected to the rest of the system. The test network is composed by 32 transmission buses with nominal voltages of 400 kV, 220 kV and 130 kV. Additionally, 22 buses are at a distribution level with a voltage of 20 kV and 20 generator nodes with a voltage of 15 kV. For the purpose of this study, the system has been modified by adding a VSC-HVDC system explained in section 3 and depicted in green in Figure 1.

Figure 1. Nordic test system – single line diagram. Modified from [11]

For more information about the system and the dynamic models such as Automatic Voltage Regulators (AVRs), Power System Stabilizers (PSSs), Over Excitation Limiters (OELs), Load Tap Changers (LTCs) and speed governors see [12].

2.3 Study cases

In order to validate the implemented system and compare it against the results in [11], two different scenarios have been considered.

2.3.1 Scenario 1

A solid three phase fault is applied to the bus 4032 with a subsequent opening of the line 4032-4044 without further re-connection. As stated in [11], the initial fault is simulated just to be more realistic, but it is actually the line outage that causes the long-term voltage collapse. The long-term behavior would be very similar without the initial three phase fault.

2.3.2 Scenario 2

The same disturbance as in Scenario 1 is applied. In this case, a corrective post disturbance control is implemented. This control is a typical System Integrity Protection Scheme (SIPS), which consist in decreasing the voltage set-point of LTCs controlling the distribution voltage by 0.05 p.u. Due to the load characteristics explained in (1) and (2), by decreasing 0.05 p.u. the voltage set-point, the active power consumption is expected to reduce 5%, while the reactive power approximately 10%.

The corrective control takes place after the lowest transmission voltage reaches 0.9 p.u. which is at 100 s of simulation. Two different variants have been implemented:

- Scenario 2a: reducing the set point of the five LTCs controlling the distribution buses 1, 2, 3, 4 and 5.
- Scenario 2b: reducing the set point of the 11 LTCs controlling the distribution buses 1 to 5 in addition to the buses 41, 42, 43, 46, 47 and 51.

2.4 Results and validation

2.4.1 Scenario 1

The results of the Scenario 1 are depicted from Figure 2a to Figure 2d. The original results taken from [11] correspond to solid lines, while the PowerFactory implementation ones correspond to the dashed lines. The chain of events resulting in a voltage collapse runs as follows: a solid three phase fault is applied to the bus 4032. The line 4032-4044 is tripped 0.1 s later. The system is short-term stable, and it settles to a new equilibrium in 30 s. At around 35 s, the LTCs start acting attempting to restore the distribution voltage and hence the load consumption. The action of the LTCs forces the generators to increase their reactive power injection and therefore their field current as it can be seen in Figure 2b. Due to the actions of the LTCs, the OELs of the seven generators in Figure 2b limit the field current. Some other generators as the ones in Figure 2c are not limited. It can be seen in Figure 2d how the limited generators, as in the case of g6 and g7, loose their capability to control voltage and their terminal voltage drops until the system finally collapses.

2.4.2 Scenario 2

Figure 2e shows the evolution of the voltage magnitude of the transmission bus 1041 which is the one with the lowest voltage. The action of reducing the voltage set-point of the LTCs controlling distribution voltages can be observed. The first variation (Scenario 2a) of the post disturbance control consisting in reducing the above mentioned voltage set-point by 0.05 p.u. shows that although the control action succeeds in reducing the power consumption, it is still more than what can be provided and the system finally collapses shortly before 200 s.

On the other hand, the second variation (Scenario 2b), shows to be an effective emergency control as it is able to prevent the load restoration in a way that the voltage of transmission buses is recovered even to a higher value than the one prior the disturbance. Due to the LTCs delays, the action of this post disturbance control is slow but it succeeds restoring the transmission voltage before 600 s without any under-voltage load shedding.

Note that the transmission voltages are recovered to values even higher than those before the disturbance. In fact, this emergency control is possible due to the regaining voltage control of the synchronous generators. As shown in Figure 2f, the generators which were limited in Figure 2b, recover their voltage control after some time avoiding thereby several over-voltages in the transmission system.

a) Voltage magnitude of affected buses – Original test system (solid lines) PowerFactory results (dashed lines)

b) Field currents of seven limited generators – Original test system (solid lines) PowerFactory results (dashed lines)

c) Field currents of three non-limited generators – Original test system (solid lines) PowerFactory results (dashed lines)

d) Terminal voltage of two limited generators – Original test system (solid lines) PowerFactory results (dashed lines)

e) Voltage magnitude at bus 1041 – Original test system (solid lines) PowerFactory results (dashed lines)

f) Generator's field currents with the implemented post disturbance emergency control

Figure 2. Results and validation

3
VSC-HVDC Dynamic Models

Two types of HVDC systems can be differentiated depending on their converter's technology. HVDC systems based on line commutated converter technology (LCC) have a long and successful history. Thyristors are the key components of this converter topology and they have achieved a high degree of maturity due to their robust design and high reliability. It is, however, worth mentioning that line commutated converters have some technical restrictions. Particularly the fact that the commutation within the converter is driven by ac voltages, and therefore it requires proper conditions of the connected ac system, such as a minimum short-circuit power [13].

Power electronics with self-commutated converters, such as Voltage Sourced Converters (VSC), can overcome these limitations and they provide additional technical features:

- VSCs do not require any "driving" system voltage – they can build up a three-phase ac voltage via the dc voltage (Black-Start capability),
- independent control of active and reactive power,
- capability to supply weak or even passive networks.

Unlike the thyristor based HVDC, VSC-HVDC transmission systems use power semiconductors with turn-off capability such as IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) [13].

The model to be used in the dynamic simulations is a RMS model which is based on the detailed models proposed by the CIGRE technical brochure "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid" [14]. Section 3.1 presents a detailed EMT model and section 3.2 presents the RMS model derived from the detailed one. Section 3.3 presents the comparison of both models for validation purposes.

The single line diagram for both, EMT and RMS models is shown in Figure 3.

Figure 3. VSC-HVDC system – single line diagram

The model is composed by:

- Two converters with a rated power of 900 MVA, 300 kV rated ac voltage and 640 kV rated dc voltage. Their control mode can be independently shifted to e.g. Vac-Vdc, P-Vac, P-Q, Vac-phi, among others depending on the application.
- Two 900 MVA transformers which connect the converters to a 400 kV network.

- Two 100 µF dc capacitors with a rated voltage of 640 kV.
- Two dc lines with 320 kV rated voltage and variable length (1000 km as default value).

The models behind each converter are described in the following sections.

3.1 EMT Model

The simplified structure of the model behind the converters is depicted in Figure 4.

Figure 4. Simplified structure of the control system [14]

The upper level control is shown in Figure 5.

Figure 5. Upper level control overview [14]

The main components of the upper control are:

- The Clark transformation: transforms from abc to α-β reference frame. In this two-coordinate reference frame the space vector still rotates.
- The dq transformation transforming from α-β to d-q reference frame, in which the d axis is synchronized with the voltage phasor by a PLL and therefore it doesn't rotate with respect to the reference frame.
- The outer control which calculates the reference currents in the direct and quadrature axis as it will be shown in section 3.2.
- The inner control which calculates the direct and quadrature reference voltages.
- The islanded control mode: allows the HVDC to operate as a grid forming unit defining voltage magnitude and frequency by means of an oscillator instead of a PLL.

Detailed information about each component of the upper level control can be found in [14].

The PowerFactory implementation is shown in Figure 6

Figure 6. Upper control implementation

The detailed model is introduced in the Nordic test system and it is connected between the buses 4032 and 4044. An EMT simulation with a 10 µs step size is performed, in which a three phase short circuit is applied at the line L4032-L4044 followed by the line tripping after 100 ms. Simulation results are shown from Figure 7 to Figure 11.

Figure 7. Phase voltages of the HVDC converters after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms

Figure 8. Phase currents of the HVDC converters after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms

Figure 9. Active and reactive power of the HVDC converters after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms

Figure 10. Outer control signals after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms

Figure 11. Voltage Phasor Magnitude at transmission buses 4030 and 4044 after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms

3.2 RMS Model

As it was shown in the previous section, the detailed model is suitable for EMT simulations. The RMS model presented in this section is based on the detailed one considering the following assumptions:

- RMS values are directly obtained from PowerFactory instead of measuring instantaneous phase values. Therefore the dq reference frame is always used and the Clark and dq transformations are not necessary.
- The direct and quadrature reference currents are given directly to the built-in converter model, which means that the inner current control is not modeled as a DSL element.
- The main controller is the outer control and it is kept as the one of the detailed model.

The outer control is depicted in Figure 12.

Figure 12. Outer control block diagram

The outer control can be divided in three main blocks:

- Calculation of the direct reference current (Id_ref): The model can calculate Id_ref according to either a dc voltage or an active power set point. In either case the reference current is calculated by a PI controller with absolute and anti-wind-up limits.
- Calculation of the quadrature reference current (Iq_ref): The model can calculate Iq_ref according to either an ac voltage or a reactive power set point. In either case the reference current is calculated by a PI controller with absolute and anti-wind-up limits.
- The Fault Ride Through (FRT) mode: when a system fault is detected, the FRT block injects an additional reactive current depending on the voltage magnitude and proportional to the parameter K_flt. The reactive current injection continues for 500 ms after fault clearance. While the model is on FRT mode, the derivatives of the state variables of the four PI controllers are set to zero so their state variables are frozen during FRT.

3.3 Comparison of the performance of the EMT vs RMS models

The previous section discussed the RMS model based on the detailed EMT model. This section compares both models and their dynamic performance on the Nordic Test System. The HVDC link is connected between the buses 4032 and 4044. A three phase short circuit is applied at the line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms. Simulation results are shown from Figure 13 to Figure 15 showing the accuracy of the RMS model. The grey lines correspond to EMT results while the colored ones to RMS results.

Figure 13. Active and reactive power of the HVDC converters after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms. Grey lines (EMT model), coloured lines (RMS model)

Figure 14. Voltage at transmission buses 4032 and 4044 after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms. Grey lines (EMT model), coloured lines (RMS model)

Figure 15. Outer control signals after a three phase short circuit at line L4032-4044 followed by line tripping after 100 ms. Grey lines (EMT model), coloured lines (RMS model)

4
Load flow studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line

Before analyzing the dynamic behavior of the VSC-HVDC system in parallel to the transmission line L4032-4044, it is important to understand the different operation modes of the HVDC system. Such operation modes are the base for the initial condition calculation on a dynamic simulation. Another important factor influencing the dynamic simulations is the power capability curve of the converters. Figure 16a) shows the power capability curve of a typical VSC assuming voltage variations from 0.9 p.u. to 1.1 p.u taken from [14]. Figure 16b) shows the power capability curve of the PowerFactory model. The curve that cuts-off the top of the circular characteristic is the limit due to the maximum steady-state internal VSC voltage [14].

a) Typical VSC b) PowerFactory Model

Figure 16. Power capability curve of: a) typical VSC and b) the PowerFactory model

In the following simulations the HVDC system control is set as follows:

- North Converter: controls active and reactive power
- South converter: controls dc and ac voltage.

Fixed Active Power set point

With the above mention control mode the active power can be controlled by the North converter to a fixed set point. Figure 17 shows the load flow results with the active power set to 850 MW and reactive power set to 0 Mvar. The south converter controls ac and dc voltage to 1.0 p.u.

Active power balancing between HVDC and parallel ac line

As the HVDC link is connected in parallel to an ac line it is convenient to balance the active power between them. The active power balance can be done according to one of the following methods:

- Active power participation: This can be very useful in case of trying to balance the power flow with parallel transmission branches. The active power set-point of the HVDC is modified based on the actual converter's set-point , the measured power flow at the transmission line and the user defined proportional constant as follows.

- Angle difference dependent P_droop: The power balance is achieved by measuring the voltage angle difference between two buses. In practice this is applied to buses where parallel transmission paths are connected to the HVDC link. The active power set-point of the HVDC system is modified according to a user defined participation factor , and the voltage angles of two user defined network buses and as follows.

- dc-voltage dependent P-droop: The active power balance depends on the actual dc voltage set point , the measured dc voltage and the user defined constant as follows.

Figure 17 shows the simulation results with a fixed 850 MW active power set point and an active power balancing by means of measured power flow at the transmission line.

a) Fixed P set point b) P balancing

Figure 17. Load flow results with fixed P set point and active power balancing

Figure 18 shows the actual operation point between the power capability curves for both scenarios.

The operation mode of the converters, the selected active power balancing method and the power capability curves have a direct impact on the load flow results. These results are the initial conditions of the dynamic simulation.

Figure 18. Actual operating point in the power capability curve

5 Dynamic studies with the VSC-HVDC in parallel with an ac line

In the test system used for the studies there is a large amount of active power flowing from the North to the Central area, reaching almost 3 GW. As a consequence the system is prone to long-term voltage collapse when one of the lines connecting both areas trips and the load tap changers intend to restore more load than the system is able to provide. This situation occurred in Sweden in the year 1983.

In Germany, the planed HVDC corridors are meant to transport the active power generated in the North of Germany (including offshore wind generation) to the load centers in the south. This leads to a similar case as the Nordic one, where large amounts of active power are transferred from North to South, especially by the time when the nuclear plants in south Germany are going to be shuttered down. Therefore dynamic studies in which the HVDC operates in parallel to one of the transmission lines connecting the North and Central area have been carried out.

Figure 19 shows the affected transmission buses in the original system before the HVDC connection. The chain of events resulting in a voltage collapse runs as follows: a solid three phase fault is applied to the bus 4032. The line 4032-4044 is tripped 0.1 s later. The system is short-term stable, and it settles to a new equilibrium in 30 s. At around 35 s, the LTCs start acting attempting to restore the distribution voltage and hence the load consumption. The action of the LTCs forces the generators to increase their reactive power injection and therefore their field current. Due to the actions of the LTCs, the OELs of the generators g06, g07, g11, g12, g14, g15 and g16 limit the field current. Some other generators as for example g08, g18 and g09 are not limited. The limited generators, as in the case of g06 and g07, loose their capability to control voltage and their terminal voltage drops until the system finally collapses after 165 s of the initial event.

Figure 19. Transmission voltages after a three phase short circuit at bus 4032 with following trip of the line L4032-4044. Original system

In the following simulations the HVDC has been connected in parallel to the transmission line L4032-4044. The control mode is as follows: The North converter: operates at P-Q mode. The active power set point is based on balancing between the HVDC and ac transmission line using active power participation method as explained in section 4. Reactive power is controlled at 0 Mvar. On the other hand, the South converter operates at Vdc-Q mode in which dc voltage is controlled at 1 p.u. and the reactive power is controlled to the value at which the initial ac voltage is 1 p.u.

The same system fault is simulated and the results are depicted in Figure 20.

Figure 20. Transmission voltages after a three phase short circuit at bus 4032 with following trip of the line L4032-4044. System with HVDC link. South converter at Vdc-Q control mode

Although with the HVDC operating in parallel with the tripped line the system collapse is delayed from 165 s to 280 s, the active power that the LTCs aim to restore is still higher than that the system is able to provide and therefore the system finally collapses.

In the following simulation the control mode of the North converter remains the same, while the South converter is switched to Vdc-Vac control mode in which both, dc and ac voltages are controlled to 1 p.u. The results are shown in Figure 21.

Figure 21. Transmission voltages after a three phase short circuit at bus 4032 with following trip of the line L4032-4044. System with HVDC link. South converter at Vdc-Vac control mode

Unlike the case without HVDC or the case with the south converter at Vdc-Q mode, with the south converter at Vdc-Vac mode, it can support the transmission voltage by means of reactive power injection as long as its operation is inside its capability curve. Such a support by the south converter avoids the action of all of the OELs and none of the synchronous generators is limited in its field current and the system is long-term stable

Figure 22 compares the evolution of the transmission voltages after the line L4032-4044 is tripped with and without HVDC system and different control modes.

Figure 22. Transmission voltages after a three phase short circuit at bus 4032 with following trip of the line L4032-4044. Comparison with and without HVDC link

It can be concluded that a system collapse can't always be prevented by installing a new HVDC system in parallel to the critical ac transmission line. The right control mode needs to be selected according to the system needs. In this case Vdc-Vac control by the south converter showed to successfully avoid the long-term voltage collapse without having to apply countermeasures such as LTCs blocking or load shedding.

6
Restoration studies with a conventional black start unit

6.1 Example of a real field test

Before analyzing the results of the simulation studies this section shows an example of a typical black start field test. In [15] the results of a restoration field test carried out by the Distribution System Operator (DSO) in the city of Berlin are presented. In this study Vattefall Europe Distribution Berlin performed extensive restoration field tests on the distribution grids of Berlin and Hamburg. Both distribution systems are directly connected to the 400 kV transmission network. Since the methodology used to work out the restoration strategy for both cities is similar, just the results for Berlin are discussed. The field test consisted on energizing a 160 MVA (GT-M) gas turbine located in the center of the city by means of a smaller unit (GT-A of 56 MVA) with black start capability as shown in Figure 23:

Figure 23. Geographic location of the BS unit and 160 MVA power plant in Berlin [15]

The field test addressed the following issues:

- Transformer energization.
- Energization of the 110kV - 25 km transmission line.
- Start-up of auxiliary services of the 160 MVA power plant.
- Generator synchronization.
- Load pick-up.

The field test concluded that in case of a large black-out, it is feasible to start-up the 160 MVA gas turbine with the black start unit (GT-A). Relevant results will be discussed in the following sections and compared against the simulation results on the Nordic Test system.

6.2 Restoration studies in the Nordic test system

Before analyzing the performance of a VSC-HVDC system in a restoration process, typical restoration studies are performed with a conventional black start unit. Therefore a system black-out in the Central area is assumed for the reasons explained in

section 2.4. A gas turbine with black start capability similar to that in [16] by General Electric is introduced to the Nordic Test system and connected to the busbar 1043 by a 25 km - 130 kV underground cable as shown in Figure 24. This commercial gas turbine is able to deliver up to 49 MW. A build-in PowerFactory model of a 46 MVA General Electric gas turbine (46 MVA GT) is used. A 50 MVA - 13.8 kV/130 kV step-up transformer connects the gas turbine with the transmission system. The model is equipped with AVR and speed governor. The latest can operate at isochronous mode with a 50 Hz frequency set-point.

Figure 24. Location of the conventional BS unit in the Nordic System

6.3 Line energization

Before picturing an expectation on what would a line energization take, the line type is a very relevant matter because it´s capacitive behavior and the charging currents leading to the Ferranti effect. As stated in [17], the Mvar charging currents per mile of an underground cable is ten times comparing with an overhead line of the same voltage level. Such charging currents have to be absorbed by the black start unit in the early stages of a restoration process and therefore its reactive power capability may lead to significant constraints.

The generator capability curves furnished by manufacturers and used in operation planning typically have a greater range than can be realized during actual operation. Generally these manufacturer's capability curves are strictly a function of the synchronous machine design parameters, and do not consider plant and system operating conditions as limiting factors. As an example Figure 25 shows the rated and actual reactive power capability limits for a 460 MVA generator connected at a 237 kV bus-bar. The rated limits represent respectively the over-excitation limit due to rotor overheating, the under-excitation limit due to the stator core-end overheating (and the minimum excitation limiter relay settings), and the overload limit due to the stator overheating. However, more restrictive operating limits are imposed by the plant auxiliary bus voltage limits (typically ±5%), the generator terminal voltage limits (±5%), and the system bus minimum and maximum voltages during peak and light load conditions [17].

Figure 25. Rated & Actual Generator MVAR Capability [7]

Figure 26 shows the Nordic System's BS unit at under-excited operation when the transmission line connecting it with the busbar 1043 is energized at the BS unit side. It can be seen that due to the charging currents the line provides the power system with 18 Mvar that the conventional black start unit has to absorb. Figure 26 also shows the voltage at the open-end of the energized line where the charging currents lead to an overvoltage pike, but in this case the black start unit AVR control manage to bring it back to the 1 p.u.

The 18 Mvar shown in Figure 26 are a conservative value. As it has been shown in studies with real line energizations such as the field test in [18], the transmission line can inject up to 100 Mvar which have to be absorbed by the black start unit. In [18] a VSC-HVDC system serves as the black start unit showing that it is capable of absorbing the transmission's line charging currents as shown in Figure 27. In this case a 330 kV ac line of about 200 km was switched into the same bus as the converter station. The ac line contributed about 100 Mvar due to the line capacitance. As it is shown in Figure 27, the reactive power was changed from 40 Mvar generation to about 60 Mvar consumption after the connecting of line [18].

By comparing the simulation results on the Nordic Test System (with a conventional black start unit) with the real line energization by a VSC-HVDC shown in [18], it can be seen, that due to its wide reactive power capability, a VSC-HVDC system can perform the line energization task in a more flexible way than a conventional black start unit.

Figure 26. Black start unit active power, reactive power and terminal voltage after transmission line energization

Figure 27. Active and Reactive Power of a VSC-HVDC system after a 330 kV line energization [18]

6.4 Start-up of large induction motors (auxiliaries)

One of the biggest challenges that a Black Start Unit has to face is the startup of large induction motors comprising the auxiliaries of a conventional power plant (e.g. a steam power plant). Induction motors of e.g. boiler feed-water pumps and draft fans demand lots of reactive power for their startup.

The large voltage dip caused by the start-up of large induction motor load is also assessed in the dynamic analysis of a black start plan. This pronounced voltage dip may cause magnetic contactors used with motor load to drop out, tripping important motors, or may result in those motors staying on-line to stall. The failure to keep the motor load running will lead to a failure of the black start plan and the steam unit will not be started [19].

Another important result from this dynamic analysis is the assessment of the reactive power capability of the black starting unit to supply the large reactive component of the starting current. This reactive power is in addition to the reactive power being supplied to the black started plant to feed its auxiliary lighting and small motor load [19].

As an example of a real life auxiliary load energization, Figure 28 and Figure 29 shows the measured results of a restoration field test in the Berlin's distribution grid [15]. Figure 28 shows the active and reactive power consumed by one of the compressors of a 160 MVA power plant. Figure 29 shows the measured voltage during the start-up of the induction motor.

Figure 28. Example of a real life induction motor energization in a restoration test field in the Berlin's distribution grid – P and Q [15]

Figure 29. Example of a real life induction motor energization in a restoration test field in the Berlin's distribution grid – V [15]

Before studying the simulation results obtained on the Nordic Test system, the following section provides an analytical background explaining the challenges of the induction motor start-up.

6.4.1 Motor stalling and the slip torque characteristic

Besides the high starting current and reactive power consumption, large induction motors impose a challenge to the black start unit as they are prone to stalling when voltage is low or when the mechanical load is increased.

Figure 30 shows the well-known slip-torque characteristic of an induction machine, where positive torque is considered for motor operation.

Figure 30. Induction motor slip-torque characteristic [20]

For simplicity let's assume first a constant mechanical torque:

If , there are two intersection points (U and S in Figure 30).

If there are no points of intersection and the motor stalls e.g. decelerates to a complete stop .

When the motor operates at the intersection point S, a small increase in slip produces a surplus of electrical torque, which tends to reduce the slip, thus bringing the motor

back to the operating point S. At operating point U, a small increase in slip results in a deficit of electrical torque, so that the motor decelerates, further increasing the slip until the motor stalls ( ). This concludes that the operation point S corresponds to a stable equilibrium point, while U corresponds to an unstable one [20].

Now let's consider a more realistic quadratic torque characteristic. Many loads such as circulation pumps exhibit a quadratic mechanical torque characteristic.

In this case the number of intersections is either one or three as shown in Figure 31.

Figure 31. Induction motor slip-torque and quadratic mechanical torque characteristics [20]

Where there is just one intersection point, this operating point is stable, in case of three intersection points the operating point U in the middle is unstable whereas S1 and S2 are both stable [20].

6.4.2 Start-up condition

In general during a start-up process:

- when the mechanical torque model the rotor accelerates
- when the electrical torque at standstill is not sufficient ≤ the motor remains at standstill.

6.4.3 Effect of reduced voltage

The electrical torque is a function of the terminal voltage, reduced voltage leads to a reduction of the maximum electric torque as shown in Figure 32.

Figure 32. Slip-torque characteristics for different terminal voltages. Modified from [20]

When the terminal voltage is reduced so that the slip torque characteristic is as the characteristic 3 in Figure 32, there is no intersection with the mechanical torque characteristic and therefore the motor stalls. Such situation is likely to occur during a restoration process due to the weakness of the system. If the black start unit is not able

to keep an adequate terminal voltage while starting up the motors, the auxiliaries of large power plants cannot be started.

6.4.4 Simplified example of motor stalling challenging the black start process

Before considering the simulation results on the Nordic Test System, let's consider the following simplified study case in which an induction motor is connected to an infinite bus through four transmission lines as depicted in Figure 33. For more detailed information refer to [20].

Figure 33. Induction motor fed through 4 transmission lines [20]

Such a simplified system is similar to the system when a black start unit starts-up the auxiliary services of a larger power plant. Figure 34 and Figure 35 show the motor terminal voltage, the slip and the slip-torque characteristic after the tripping of 2 and 3 transmission lines.

Figure 34. Slip-torque characteristics and motor terminal voltage [20]

Figure 35. Motor slip [20]

It can be seen that when just one circuit is in service, there is no intersection between the mechanical torque and the slip torque characteristic and therefore the induction motor stalls (s=1) and its terminal voltage drops to 0.3 p.u.

Figure 36 shows the motor terminal voltage and slip after a three phase short circuit at bus 2. A similar simulation was carried out in DIgSILENT PowerFactory and the results are shown in Figure 37.

Figure 36. Motor's terminal voltage and slip after a system fault [20]

Figure 37. Motor's terminal voltage and slip after a system fault – PowerFactory results

All of the above results show how induction motors are prone to stalling especially when the transmission system is weak as it is the case of a black start scenario. The previous examples are intended to show the induction motor stalling phenomenon, next section brings a detailed description of the motor model used in the restoration studies.

6.4.5 Mechanical torque characteristic model used in the black start studies

As shown in the previous section, the most critical scenario when starting-up the auxiliary motors of a large power plant would be to have induction motors with constant mechanical torque connected with the black start unit through a high impedance link. Fortunately many loads such as circulation pumps exhibit a quadratic mechanical torque characteristic. The following mechanical torque model is proposed by the IEEE "standard load models for power flow and dynamic performance simulation" [21]:

Where the per unit components of motor torque A=1, B=0 and D=0 for a "type 4: Power Plant Auxiliary" induction motor, and therefore the above equation is simplified to:

A motor driven machine type 1 (ElmMdm_1) was used in PowerFactory. The torque characteristic is calculated as:

Where and . The used mechanical torque characteristic is depicted in Figure 38.

Figure 38. Mechanical torque characteristic of power plant auxiliary services

Figure 39 shows the terminal voltage and slip after a three phase short circuit at bus 2 when the quadratic torque characteristic is considered. Figure 40 shows the motor's speed.

Figure 39. Motor's terminal voltage and slip after a system fault – Quadratic mechanical torque characteristic

Figure 40. Motor's speed after a system fault – Quadratic mechanical torque characteristic

It can be seen that different to what is shown in Figure 37, when a quadratic mechanical torque is considered and the motor stalls, it does not stop completely but operates at an abnormal low-speed operating point in which the current drawn by the motor is close to the starting current.

6.5 Start-up of large induction motors – Study case on the Nordic Test System

After the transmission line connecting the black start unit with g07 has been energized, the auxiliary motors can be started up. The system topology depicted in Figure 41 is used for this simulation. Although six induction motors are provided in order to investigate the start-up of different motor sizes, just 20 MW are connected in each simulation corresponding to 10% of the g07 capacity.

Figure 41. System topology for the motor start-up studies

6.5.1 Start-up of the first induction motor

A large 8 MW induction motor is started first by the black start unit. Figure 42 shows the active power, reactive power and voltage during the start-up process. This is a typical response similar to that in Figure 28 and Figure 29 in which a real life example of auxiliary's energization was performed in a test field in the Berlin's distribution grid. Before the motor is connected, the black start unit operates at under-excited mode absorbing 18 Mvar injected by the transmission line. The motor reactive power demand during starting is around 40 Mvar so the black start unit goes from 18 Mvar (under-excited) to 24 Mvar (over-excited). Although the high reactive power consumption certainly challenges the black start unit, it is able to successfully start-up the motor and stalling does not occur in this case.

Figure 42. Black start unit active power, reactive power and terminal voltage after the start-up of the first 8 MW induction motor

6.5.2 Start-up of the following induction motors

As Figure 43 suggests, the conventional Black Start Unit manages to start two large 8 MW motors but the attempt to start a third one is unsuccessful. The induction motors suffer from stalling and as a consequence there is a voltage drop to

approximately 0.7 p.u. from which the system doesn't recover. This sort of voltage collapse occurs when the Black Start Unit along with the transmission system can't longer cope with the high reactive power demand imposed by the induction motor

Figure 43. Black start unit active power, reactive power and terminal voltage at unsuccessful start-up of auxiliaries due to induction motor stalling

Further consequences from this failed third motor start-up can be seen in Figure 44. The slip of the first two motors is initially brought to a value close to zero, but when the Black Start Unit tries to start the third one, the reactive power demand is more than the one that the black start unit along with the transmission system is capable to provide. As shown in Figure 44, as a consequence the motors stall and continue working at an abnormal low-speed condition as it is expected for a quadratic mechanical torque characteristic.

Figure 44. Motor Slip and speed at unsuccessful start-up of auxiliaries due to induction motor stalling.

In the previous considered case, the Black Start Unit failed to start a third large induction motor. Figure 45 shows a case in which only two large 8 MW motors are started, the following motors are two 3 MW motors and a 1.3 MW one. In this case the Unit successfully starts all five induction motors and since no stalling occurs the voltage and frequency can be controlled to allowed values. It can be concluded that this conventional Black Start Unit can only start two large motors and the following ones must be smaller.

Figure 45. Black start unit active power, reactive power, terminal voltage and frequency at successful start-up of auxiliaries

6.6 Generator ramp-up

After the auxiliary services of g07 have been successfully brought to operation as it is the case shown in Figure 45, the synchronous generator can be synchronized to the grid and ramped-up. During the ramping process, the speed governor is usually out of service and it only starts operating as soon as a minimum load has been reached.

6.6.1 Ramp rates of commercial power plants

Ramp rates of most industrial frame gas turbine models vary from 10 MW/min up to 100 MW/min, with an average of about 25 MW/min. The ramp rate depends on the generating unit capacity, operating conditions (whether unit is just starting up or operating at a minimum load hold point) and optional technologies for reducing startup time and increasing ramp rate. The ramp rate of a power plant also depends on the number of units and configuration. For example, a ramp rate of 100 MW/min is based on multi-turbine plant designs, such as a 2x1 combined cycle gas turbine (CCGT) plant (net power output of 750 MW) where each gas turbine is rated to ramp at 50 MW/min [22].

The fastest loading gas turbine models produce 30% load delivery after 7 minutes and take nearly 30 minutes to reach full output under hot start conditions. Some combustion engines have true quick start capability – an effective ramp rate of 50% per minute, reaching full load within 2 minutes. For a 200 MW plant, this equates to 100 MW/min [22].

The generating technology affects the time required for a power plant to startup and reach full load. While combined cycle gas turbines can take over 30 minutes to start, combustion engine power plants can start and reach full load in less than 10 minutes, providing flexible, quick-start capability [22].

Figure 46 shows different ramp rates for some commercial power plants.

Figure 46. Ramp rates of some commercial power plants [22]

For the simulation in the Nordic Test system a conservative ramp rate of 20-25 MW/min is considered (i.e. green line in Figure 46)

6.6.2 Simulation results on the Nordic Test System

Figure 47 shows the active power of the black start unit and g07, the system frequency and the terminal voltage of the BS unit as g07 is ramped up with a rate of 0.355 MW/s (21MW/min). In this case g07 was ramped up to 20 MW in order to supply its own auxiliaries.

Figure 47. Active power ramp-up of a synchronous generator

Up to this point the speed governor of g07 is out of service, therefore the frequency control is performed by the black start unit, which operates at isochronous mode controlling frequency to 50 Hz. Although there is a large frequency deviation, the black start unit is capable of bringing the frequency back to 50 Hz with a maximum excursion of 50.22 Hz which is an allowed value in a restoration process. The voltage magnitude on the other hand remains constant and now the AVR of g07 supports voltage control.

Restoration studies with a conventional black start unit

Figure 47 depicts a successful case of generator ramp-up. Figure 48 on the other hand shows one of the disadvantages of using a conventional power plant as a black start unit. In this case g07 is ramped up beyond its auxiliary services requirement; this brings up load-generation unbalance subsequently causing a frequency deviation which cannot be restored back to 50 Hz. This show how carful should the power balance needs to be when using a conventional power plant as a black start unit. As it will be discussed in section 0 using VSC-HVDC based restoration it would be possible to ramp-up g07 to values beyond its auxiliaries due to the fact that the VSC-HVDC has the capacity to absorb active power and keep the power balance.

Figure 48. Active power ramp-up of a synchronous generator beyond the power balance

6.7 Load pick-up

It is important to define the maximum load that can be connected at each step of restoration in order to guaranty that the voltage and frequency remain in acceptable values. This study follows the same approach proposed in [15], in which two scenarios are considered:

- Scenario a: The black start unit picks up load alone before synchronizing with a larger power plant. The result of this study is important because if the synchronization with a larger unit takes place before the black start unit picks-up sufficient load, the synchronization may fail due to reverse power protection.
- Scenario b: The black start unit and a larger power plant (g07 in this case) pick –up load jointly.

6.7.1 Results Scenario a

Figure 49 show the results of load pick up studies by the black start unit conducted in the Berlin's distribution grid in [15].

Figure 49. Results of load pick-up by the black start unit – Berlin's distribution grid study [15]

The test results lead to the conclusion that the load to be switched to the network under consideration should not exceed 10 MW when black start unit alone. If this is the case the voltage and frequency decreases remain within the acceptable range, including a margin of safety to account for uncertainty arising from load controller behaviors. The process attains steady state values in approx. 60 s, leading to the conclusion that load switching can occur in cycles of about one minute [15].

Figure 50 shows the simulation results in the Nordic Test System.

Figure 50. Results of load pick-up by the black start unit – Nordic Test System study case

It is concluded that in the studied case in the Nordic Test System the load to be connected when the black start unit runs alone should not exceed 8 MW. With load steps of 8 MW the system frequency and the voltage at all bus-bars remain in adequate ranges. The process attains steady state values in approximately 40 s.

6.7.2 Results Scenario b

In [15] it is concluded that in the Berlin's distribution network the maximum load that can be picked-up after the black start is synchronized with the 160 MVA gas turbine is 35 MW. When both generators are already connected to the network and are operational, loading of the generators becomes decidedly less problematic due to the increased inertia and the fact that both generators are contributing to frequency control. The whole process is completed in two minutes. It is also concluded that the load sharing between the two generators is not as expected, e.g. in ratio corresponding to their ratings (approx. 1:3) but share the load approximately equally. While the larger machine takes a slightly larger share of active power, the reactive power sharing is almost identical. One can deduce from this behaviour the necessity of a manual correction in certain intervals during the restoration process.

Figure 51 shows the results for the Berlin's distribution grid.

Figure 51. Results of load pick-up by the black start unit and the 160 MVA GT – Berlin's distribution grid study [15]

The same study was conducted in the Nordic Test system concluding that the maximum load step should not exceed 25 MW in order to keep the system frequency in an adequate range. The results are depicted in Figure 52.

a) System frequency

b) Voltage at bus 1043

Figure 52. Results of load pick-up by the black start unit and g07 – Nordic Test System study case

7
Restoration studies with the VSC-HVDC system

7.1 Example of real experiences

Before analyzing the results of the simulation studies in the Nordic test system, this section shows some examples of restoration experiences with VSC-HVDC systems.

7.1.1 The cross-sound experience

The cross-sound cable (CSC) is a 330 MW, VSC-based HVDC interconnection across Long Island Sound between New Haven, Connecticut, and Shoreham, New York. It links ISO New England (ISO-NE) with New York Independent System Operator (NYISO) [23]. It was commissioned on 2002, but due to permit compliance issues it remained off-line for about a year after commissioning. Following the Northeast blackout of 14 August 2003, the CSC was started up under an emergency order from the U.S. Department of Energy. The blackout had left most of upstate New York, New York City, and Long Island without power, but most of New England was unaffected. The CSC was used to help restore service to Long Island, and it was the first Long Island interconnection in service following the blackout. Despite its not being furnished with black- start control, the CSC was able to operate with a minimal system intact on Long Island in the vicinity of Shoreham.

Figure 53a shows the areas restored on Long Island about seven hours after the blackout. Figure 53b shows the areas restored on Long Island about two hours following the start of CSC [23].

Figure 53. Restored areas on Long Island before and after the connection of the HVDC link

7.1.2 The Estlink experience

The Estlink is a 350 MW HVDC cable interconnection between Finland and Estonia crossing the Gulf of Finland, Figure 54. The VSC based system is furnished with black start functionality. Full-scale system tests of the black start feature were conducted on the Estonian network on 2007.

Figure 54. The Estlink interconnection

The black start field tests considered the following issues:

- Starting up the converter from the dc side to energize the ac bus.
- Energizing a large transformer bank.
- Energizing a long ac transmission line.
- Energizing a generator start-up transformer and unit auxiliary loads at a thermal power station.
- Synchronizing the unit to the islanded grid.

Relevant results of the field test will be addressed in the following sections and compared with the simulation results in the Nordic Test system.

7.2 Line energization

The new HVDC link is introduced into the Nordic system and it is connected in parallel to the ac transmission line L4032-4044. In this case one of the lines connecting the buses 1043 and 1044 is energized by closing the circuit breaker shown in Figure 55.

Figure 55. Line energization with the VSC-HVDC system

Due to the low susceptance of this line in the original system, the reactive power injected to the network is in the order of just a few Mvar which does not represent a challenging task for the black start unit. In order to prove that the HVDC system can cope with the reactive power injected by a high susceptance transmission line, just for the purpose of the following simulation, the susceptance per kilometer was increased so that the line injects around 100 Mvar when it is energized similar to the field test reported in [18]. Figure 56 shows the active and reactive power, the ac voltage and the system frequency measured at the south converter.

Figure 56. Active and reactive power, voltage and frequency measured at the south converter after the transmission line energization

Figure 56 shows that the VSC-HVDC system is able to energize a high susceptance transmission line injecting in this case an initial reactive power of 100 Mvar. Both, voltage and frequency are successfully controlled by the HVDC system. This result is similar to that reported in [18], in which a test field for network restoration using a VSC-HVDC system showed that the HVDC can cope with around 100 Mvar injected by energizing a 330 kV of 200 km length transmission line.

7.3 Start-up of large induction motors (auxiliaries)

In Section 6.4 it was shown that the conventional Black Start Unit is incapable of starting more than two large 8 MW induction motors as they stall in the attempt to start a third one.

The auxiliary services of g07 are now being started by the VSC-HVDC system connected by the transmission line L1043-1044a as shown in Figure 57.

Figure 57. Transmission path for the start-up of g07 auxiliaries by the HVDC link

Figure 58 shows the active and reactive power, voltage magnitude and frequency measured at the ac terminal of the south converter of the HVDC link.

Figure 58. Start-up of the auxiliaries (induction motors) of g07 by the VSC-HVDC system

It can be seen that unlike the conventional black start unit, the HVDC system is able to successfully start-up the three large 8 MW induction motors.

Figure 59 shows the active and reactive power and the slip of the three induction motors during the starting process. It can be seen that the motors do not stall in this case, on the contrary they speed-up as the slip goes to a value close to zero

Figure 59. Active power, reactive power and slip of the induction motors being started by the VSC-HVDC system

Figure 60 and Figure 61 show a comparison between the start-up of three 8 MW induction motors with the HVDC system (top figure) and the conventional black start unit (bottom figure).

Figure 60. Active and reactive power of the VSC-HVDC system and a conventional black start unit when attempting to start-up large induction motors

Figure 61. Slip of induction motors being started-up by the VSC-HVDC system and a conventional black start unit

The results obtained in the Nordic test system conclude the same that it was concluded during the field test carried out for the Estlink in Estonia. The HVDC system is capable of starting-up the auxiliary services of a large generation unit in a blacked-out area thanks to its black start functionality.

7.4 Generator ramp-up

In section 6.6 it was shown that g07 can be ramped-up to a minimum load. Although there is a frequency deviation during the process, the frequency controller of the black start unit manages to bring the frequency back to 50 Hz. Figure 62 shows the ramping process of g07 with the HVDC as a black start unit compared with a conventional one (grey lines). It can be seen that when the HVDC system is used as a black start unit the frequency is kept in 50 Hz. This is because the HVDC is operating as a voltage source defining voltage magnitude and frequency by means of the power electronics. The power balance is kept by the HVDC by means of the dc voltage control.

Figure 62. Active power rump-up of a synchronous generator. Grey lines (conventional black start unit), coloured lines (VSC-HVDC system)

In section 6.6 it was shown that g07 can't be ramped-up to beyond its own auxiliary services. The reason is that the conventional black start unit can't keep the load balance in such a case. Figure 63 shows that the HVDC system on the other hand is capable of keeping the power balance and therefore g07 can be ramped-up beyond its auxiliaries.

Figure 63. Active power rump-up of the first synchronous generator beyond its own auxiliary services. Grey lines (conventional black start unit), coloured lines (VSC-HVDC system)

A more drastic example is shown in Figure 64 and Figure 65, where g07 is ramped-up to 80% of its nominal capacity. As the HVDC keeps the power balance in the central area, it has to transport most of the active power generated by g07 to the north area, which is possible thanks to the dc voltage control as shown in Figure 64. The impact on the north area is shown in Figure 65.

Figure 64. Impact of ramping-up g07 on the Central area

Figure 65. Impact of ramping-up g07 on the north area

It can be seen that the ramp-up process of g07 is reflected on the north area as a disturbance as the HVDC system suddenly injects the active power generated by g07. Nevertheless the operation of the North region is not harmed. Although the synchronous generators speed up due to the active power infeed of the HVDC, the speed governors act in order to decrease their active power. The ac voltage on the north area is barely affected as the north converter operates at voltage control mode.

Although the above results show that, due to the active power balancing capability of the HVDC system, g07 can be ramped-up to 80% of its nominal capacity without harnessing the north area operation; this could represent a risk for the central network as it will be discussed in the following section.

7.4.1 Rotor angle during the generator's ramp-up

Figure 66 shows the well-known power–angle characteristic derived for an unregulated generator (constant excitation voltage). It is shown that in order to have a 30% stability margin, the rotor angle should not exceed 44° [24]. The closer the rotor angle to 90°, the more prone is the generator to face rotor angle instability, being 90° the stability limit.

Figure 66. Power-angle curve for an unregulated generator [24]

In practice every generator is equipped with an AVR which tries to maintain the voltage at the generator terminals constant. Figure 67 a) shows the power angle characteristic of a regulated generator compared with the one of an unregulated one (dashed line). It shows that the AVR can significantly increase the amplitude of the steady-state power–angle characteristic [25]. The power-angle characteristic of a regulated generator can be created from a family of characteristics with constant excitation voltage as shown in Figure 67 b).

Figure 67. Power-angle curve for a regulated generator [25]

It can be seen that in the case of a regulated generator, the stability limit is beyond 90°, but it is highly dependent on the AVR parameters. If the AVR is very slow acting (i.e. it has a large time constant) then it may be assumed that following a small disturbance the AVR will not react during the transient state and the regulated and unregulated systems will behave in a similar manner. The stability limit then corresponds to point 5 when . On the other hand, If the AVR is fast acting so that it is able to react during the transient state, then the stability limit can be moved beyond up to .

Figure 68 shows the power-angle characteristic of g07 for the case with AVR and different constant excitation levels.

Figure 68. Power-angle curve for different excitation levels

If constant excitation is consider, the generator could not be ramped up beyond 50% of its nominal capacity even when the power balance is kept by the HVDC system as shown in Figure 69.

Figure 69. Issues on ramping-up g07

When the AVR is in service, the generator can be ramped up to 100% as the HVDC allows the power balance, but this is a dangerous approach. Even with the AVR, if the generator is ramped-up to 100%, the rotor angle is close to 60°, which corresponds to a very high value. At this point, system disturbances such as voltage dips due to transformer energization, line tripping or system faults could result in rotor angle instability and further generator tripping harnessing the restoration process. It is therefore recommended that although the HVDC allows ramping the generator up to 100% from the power balance point of view, the generator should be ramped up just to a value which leads to a more conservative angle. In this case, ramping up the

generator to 100 MW leads to an angle equal to 45°, the one leads to a good stability margin.

7.5 Load pick-up

In a conventional restoration process, the load pick up during the initial stage is meant as a control mean for maintaining stability. Whereas during the last stage the restoration of load is the primary objective [17]. An HVDC offers more flexibility regarding load balance and therefore the load pick up process is not as curtail for maintaining stability when compared with a conventional black start unit. Therefore, the load pick up can be the primary objective even during initial stages of the restoration plan. It was shown in section 6.7 that using a conventional black start unit, the maximum load that can be picked-up at a time is 8 MW. Pick-up load in such small increments tends to prolong the restoration duration, but in picking up large increments there is always the risk of triggering frequency decline and causing a recurrence of the system outage. The allowable size of load pick-up depends on the rate of response of prime movers already on line, which are likely to be under manual control at this point. Typical response rates are 5, 10 and 15% load for a frequency dip of about ½ Hz for Steam, CT and Hydro units, respectively [17].

On the other hand VSC-HVDC provides the excellent voltage and frequency control. During a load pick-up process, it is not necessary that the loads and generations must be balanced as the VSC HVDC can adjust the power in a wide range from absorption to generation up to rated power of the HVDC. This will speed up the restoration significantly. Once all the generators in the grid are restored and loads are connected, the -VDC can be switched to normal power control mode by the operator. No transient should be noticed at mode switching, as the on-line measured active and reactive power will be used as initial active and reactive power settings in the power control mode.[18]

The VSC-HVDC has a direct and fast control on the frequency with power capability of twice the power rating of the HVDC. For example, for an HVDC system rated 350 MW, a range from -350 MW to +350 MW that can be used to control the frequency. This makes it not only easy to keep the frequency within the acceptable range, but also allows re-energized generators to operate stably without the need of modifying the governor control even in the early stage of restoration when the island network is small [18].

The following figures show a load pick-up process for the Nordic system in which the distribution load 03 is restored by the HVDC link and g07. Figure 70 shows the active power of the distribution load and the system frequency. Figure 71 shows the active power and the rotor angle of g07 together with the active power measured at the south converter of the HVDC link.

Figure 70. Active power of distribution load 03

Figure 71. Active power of g07 and HVDC system and rotor angle of g07 during load pick-up

As it can be seen, the distribution load 03 can be fully restored in two steps:

Step 1:

- 114 MW of load are connected to the transformer Tr3-1043.
- The load step tends to decrease the rotor angle of g07 and a frequency oscillation occurs at the moment of the load pick-up.
- The HVDC system quickly increases its active power transmission from North to South area. The load balance is kept and large frequency deviations are avoided.
- The generator g07 slowly takes load as it is ramped-up with a rate of 25 MW/s. The generator's rotor angle increases as the generator takes load.
- At around 170 s the generator has taken 90 MW of the distribution load and its rotor angle reaches a value of 30°.

Step 2:

- The remaining loads aggregated in the distribution load 03 are connected at 200 s.
- The load step leads to a small frequency oscillation and to a decrease of the g07 rotor angle.

- The HVDC system quickly increases its active power transmission from North to South area. The load balance is kept and large frequency deviations are avoided.
- The generator g07 slowly takes load as it is ramped-up with a rate of 25 MW/s. The generator's rotor angle increases as the generator takes load.
- At around 470 s the generator has taken 180 MW of the distribution load and its rotor angle remains at a conservative value of 40°.

8
Comparison between both restoration approaches

Study	Conventional BS unit		VSC-HVDC system as a BS unit	
	Nordic test system	Real field test in Berlin	Nordic test system	Real field test (the Estlink experience)
Line energization	18 Mvar injected by the 25 km transmission cable. Cable successfully energized	6 Mvar injected by the 25 km overhead line. Transmission line successfully energized	100 Mvar injected by the transmission line. Line successfully energized.	100 Mvar injected by the 200 km transmission line. Line successfully energized.
Start-up of auxiliaries	The BS unit can start-up two large motors (8 MW) and subsequent small motors (3 MW). Motor stalling occurs if a third large motor is energized	Gas compressor started-up by the BS unit (around 5 MW) The energization of the other auxiliary loads is not detailed.	The HVDC system can start-up three large induction motors (8 MW each). No motor stalling occurred.	The HVDC system successfully energized a 10 MW load. The load characteristics are not detailed in the published study.
Generator ramp-up	The large power plant can't be ramped-up beyond 20 MW because there is no load balance and reverse power protection will trip the BS unit.	The generator was ramped-up according to the load pick-up tests	The large power plant can be ramped up to 100% of its nominal capacity. Although the power balance is kept by the HVDC, the rotor angle is very high because of the light loaded system. It is recommended to ramp-up the generator to 100 MW if the system is light loaded.	Field test limited to synchronization of the large generator
Load Pick-up	Maximum load step: BS unit alone = 8 MW BS Unit + Large generator = 25 MW The process takes around 2 minutes	Maximum load step: BS unit alone = 10 MW BS Unit + Large generator = 35 MW The process takes around 2 minutes	Distribution load 03 (260 MW) fully restored in two steps in around 8 minutes. It would take 21 minutes to restore the same load with the conventional BS unit.	Field test limited to synchronization of the large generator

9 References

[1] O. Samuelsson, L. Lindgren, and B. Eliasson, "Simulated power system restoration," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, 2008.

[2] CIGRE - Task Force C38-02-08, "LongTerm Dynamics Summary Part II - A practical Assessment of Simulation Tools," 1995.

[3] S. M. Shahrtash and H. Khoshkhoo, "Fast online dynamic voltage instability prediction and voltage stability classification," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 957–965, 2014.

[4] S. R. Islam, D. Sutanto, and K. M. Muttaqi, "Coordinated decentralized emergency voltage and reactive power control to prevent long-term voltage instability in a power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2591–2603, 2015.

[5] M. Jonsson and J. E. Daalder, "An adaptive scheme to prevent undesirable distance protection operation during voltage instability," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 4, pp. 1174–1180, 2003.

[6] M. R. S. Tirtashi, O. Samuelsson, and J. Svensson, "Long-Term Voltage Collapse Analysis on a Reduced Order Nordic System Model," 2014.

[7] F. R. Segundo Sevilla and L. Vanfretti, "A Small-Signal Stability Index for Power System Dynamic Impact Assessment using Time-domain Simulations," *2014 IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2014.

[8] C. D. Vournas and T. Van Cutsem, "Local identification of voltage emergency situations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1239–1248, 2008.

[9] "IEEE PSDP Committee website." [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/soc/pes/psdpc/PSDP_benchmark_systems.htm.

[10] P. Aristidou, D. Fabozzi, and T. Van Cutsem, "Dynamic simulation of large-scale power systems using a parallel schur-complement-based decomposition method," *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 2561–2570, 2014.

[11] IEEE Power System Dynamic Performance Committee, "Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment," 2015.

[12] L. D. Pabon, A. Correa, and G. Lammert, "Implementation and Validation of the Nordic Test System in DIgSILENT PowerFactory," *IEEE PowerTech - Manchester*, 2017.

[13] M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, "HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation." SIEMENS AG, Erlangen, Germany, 2009.

[14] R. Wachal, M. Ba, P. Le-huy, and A. Mo, *Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid*, no. December. 2014.

[15] I. Erlich, "Restoration Issues s in Large Metropolitan Powe er Systems : An Example in the Berlin Distribution Grid," pp. 1–7, 2012.

[16] General Electric, "LM6000-50/60 HZ - Gas Turbine Generator Set Product Specification," vol. 49, no. 0, pp. 713–803, 2008.

[17] M. M. Adibi and N. Martins, "Power system restoration dynamics issues," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–8, 2008.

[18] Y. Jiang-hafner and H. Duchen, "HVDC with Voltage Source Converters – A

Powerful Standby Black Start Facility," 2008.

[19] C. Grande-moran and SIEMENS PTI, "Black Start Studies," no. 99, 2006.

[20] T. Van Cutsem and C. D. Vournas, "Voltage Stability of Electric Power Systems." .

[21] W. W. Price *et al.*, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1302–1313, 1995.

[22] Wärtsilä, "Combustion Engine vs Gas Turbine - Startup Time," 2016. [Online]. Available: http://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-startup-time.

[23] "The New Black Start," no. february, pp. 44–53, 2014.

[24] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, Inc, 1994.

[25] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics_Stability and Control*. 2009.

C Detailanalyse „Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus“

Fraunhofer
IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE

VERLÄSSLICHE WIRKLEISTUNG DURCH EIN VIRTUELLES KRAFTWERK IN DER FORTGESCHRITTENEN PHASE DES NETZWIEDERAUFBAUS

VERLÄSSLICHE WIRKLEISTUNG DURCH EIN VIRTUELLES KRAFTWERK IN DER FORTGESCHRITTENEN PHASE DES NETZWIEDERAUFBAUS

Use-Case Analyse

Dipl. math. Sven Liebehentze

Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, IEE
Königstor 59, 34119 Kassel, Germany

Projekt: NETZ:KRAFT
Stand: 24.04.2018

Inhalt

1 Beschreibung der Funktion 5
1.1 Funktionsname 5
1.2 Kurze Beschreibung 5
1.3 Erläuterung 6
1.4 Akteure 7
1.5 Daten- und Informationsaustausch 8

2 Detailanalyse 9
2.1 Notwendige Schritte – Anfrage des Wirkleistungsfahrplanbandes (verlässliche Wirkleistung) für bestimmte Netzknoten 9
2.1.1 Voraussetzungen und Annahmen 9
2.1.2 Schritte 13
2.1.3 Nachbedingungen und signifikante Ergebnisse 15
2.2 Notwendige Schritte – Abruf des Wirkleistungsfahrplans für die Netzknoten (Fahrplanabruf) 15
2.2.1 Voraussetzungen und Annahmen 15
2.2.2 Schritte 16
2.2.3 Nachbedingungen und signifikante Ergebnisse 17
2.3 Anmerkungen 18

Literaturverzeichnis 19

1
Beschreibung der Funktion

Dieser Use-Case beschreibt die Interaktion zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), dem Verteilnetzbetreiber (VNB) und einem virtuellen Kraftwerksbetreiber (VK-Betreiber) für die Bereitstellung einer verlässlichen Wirkleistung in der späten Phase der Systemwiederherstellung nach einer großflächigen Störung.

1.1
Funktionsname

Verlässliche Wirkleistung durch ein virtuelles Kraftwerk in der fortgeschrittenen Phase des Netzwiederaufbaus

1.2
Kurze Beschreibung

Das zukünftige Energiesystem wird durch dezentrale Erzeugung dominiert werden. Durch diesen Wandel müssen diese Anlagen zukünftig stärker in der Netzwiederaufbaustrategie berücksichtigt werden (vgl. (50hertz W. T., 2014) S. 30). Hierbei können intelligente Aggregatoren wie etwa virtuelle Kraftwerke unterstützen, um die Vielzahl an Anlagen in steuerbare Größen einzuteilen. Durch ein virtuelles Kraftwerk kann hierbei eine Koordination von mehreren Anlagen automatisiert werden. Dies hilft die Integration zu vereinfachen und genauere Aussagen für ein oder mehrere Portfolien zu treffen.

Dieser Use-Case beschreibt eine verlässliche Wirkleistungsbereitstellung für den ÜNB an einem oder mehreren dezidierten Netzknoten, um in der Phase der Wiederversorgung verlässlich weitere Lasten versorgen zu können.

Phasen der Systemwiederherstellung

Quelle: eigene Darstellung nach Adibi, M.M., Martins, N., „Power System Restoration Dynamics Issues“, IEEE PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburg, PA, USA, 20.-24.07.2008

1.3 Erläuterung

Aufgrund der zukünftigen Menge an dezentralen Erzeugern, wie etwa Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und BHKWs und einer gleichzeitigen Verminderung konventioneller Kraftwerksleistung, ist eine stärkere Berücksichtigung von VKs oder ähnlichen Pool-Systemen bei netzstabilisierenden Aufgaben notwendig.

Regelleistung

Im Kontext der Regelleistungserbringung wurde durch die »Pilotphase zur Präqualifikation von Windenergieanlagen« (50hertz a. T., 2016) die stärkere Berücksichtigung von fluktuierenden Anlagen für netzunterstützende Maßnahmen Rechnung getragen. Des Weiteren wird voraussichtlich in Zukunft Pools aus fluktuierenden Erzeugern ein noch offenerer Zugang zur Präqualifikation und damit auch zur Erbringung von Regelleistung gewährt. Im Projekt ReWP (IWES, 2017) wurde zudem die Erbringung von Sekundärregelleistung (engl. Frequency Restoration Reserve (FRR)) mit erneuerbaren Energiepools unter Berücksichtigung aktueller Präqualifikationsregularien und unter Anlehnung an adäquate probabilistische Prognosen realisiert. Viele Anforderungen, insbesondere aus der Informationstechnik, sind auch notwendig für eine potentielle Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch ein VK.

Use-Case

Dieser Use-Case beschreibt einen möglichen Anwendungsfall für die Berücksichtigung eines VKs während der Lastwiederversorgung in der späten Phase der Systemwiederherstellung. Das VK stellt hierbei Wirkleistungsfahrplanbänder für einen oder mehrere dezidierte Netzknoten für einen definierten kurzfristigen Zeitbereich (z.B. 6-12 h) als Angebot dem ÜNB zur Verfügung. Die Höhe des verlässlichen Angebots muss vom ÜNB angefragt werden, so dass er die Größe im weiteren Verlauf seines Netzwiederaufbaukonzepts berücksichtigen kann. Auf die Definition der »Verlässlichkeit« eines solchen Angebots wird im Folgenden noch weiter eingegangen. Für diesen Anwendungsfall muss das VK verschiedene Daten und Informationen haben. Zum Beispiel muss ein solches VK netztopologische Informationen haben, um auch verlässliche Aussagen über die Wirkung auf einzelne Netzknoten oder Netzregionen treffen zu können. Des Weiteren hängt der Umfang dieser Informationen stark vom Einzelfall ab. Ein solches VK ist als ein TVPP (Technical Virtual Power Plant), welches in ein CVPP (Commercial Virtual Power Plant) eingebettet ist, einzuordnen (vgl. (Kieny, 2009)). Die Idee hierbei ist, die bestehende Regelleistungsinfrastruktur (Steuerungsmöglichkeit aus der ÜNB-Leitstelle, Ausnutzung der existierenden Serverinfrastruktur, z.B. MOLS (Merit-Order-List-Server) etc.) und deren Anforderungen (Präqualifikation/Beweisführung, redundante Kommunikationsanbindungen etc.) noch zu erweitern, um so einen Mehrwert für eine schnelle Lastversorgung durch ein VK zu generieren. Es ist zu beachten, dass eine Erreichbarkeit der regelleistungsspezifischen Infrastrukturserverlandschaft im Netzwiederaufbauszenario des Use-Cases sichergestellt sein muss.

Verlässliche Wirkleistung

Im Projekt ReWP (IWES, 2017) wurde bereits eine gesicherte Entscheidungsgrundlage für das Regelleistungsangebot auf Basis probabilistischer Prognosen zugrunde gelegt. Probabilistische Prognosen sind hierbei durch eine definierte Menge an Quantilen definiert. Hierfür wurde eine Wahrscheinlichkeit von mindestens 99,994% auf Vorschlag der ÜNBs verwendet. Eine ähnliche Definition für eine abgesicherte Leistungserbringung könnte für die Definition der »verlässlichen Wirkleistung« zugrunde gelegt werden. Im Kontext des Netzwiederaufbaus könnte bspw. eine Sicherheit von 95% als ausreichend bewertet werden. Hierbei ist es wichtig den Begriff auch für VKs zu definieren, da probabilistische Prognosen für Portfolien bessere Aussagen als die Summe der Einzelprognosen treffen können. Begründet ist dies u.a. durch Ausgleicheffekte (vgl. (IWES, 2017)).

Mit diesem Hintergrund wird in dieser Use-Case Beschreibung der Begriff der »verlässlichen Wirkleistung« durch eine Quantil-Prognose (bspw. 95%) eines Fahrplans für einen Netzknoten für einen festen Zeithorizont definiert. Wie im Projekt NETZ:KRAFT diskutiert wurde, kann dieser Zeithorizont bspw. 4-h- oder 8-h-Blöcke beinhalten. Für eine derart genaue Prognose sind in der Regel aktuelle Leistungsdaten wie tatsächliche und mögliche Wirkleistung notwendig. Aus diesem Grunde sind eine enge Kopplung zwischen Prognoselieferant und Konsument sowie ein hoher Grad an Automatisierung zwingend erforderlich. Diese Aufgabe kann durch ein virtuelles Kraftwerk bewältigt werden.

1.4 Akteure

Akteure		
Gruppe		*Gruppen Beschreibung*
Relevante Akteure bei der Netzwiederaufbau-Unterstützung durch das VK.		Gruppiert alle Akteure mit ihren Aufgaben im Kontext dieses Use-Cases.
Akteur Name	*Akteur Typ*	*Akteur Beschreibung*
VK	System	Das virtuelle Kraftwerk als Software-System. Das VK kommuniziert via M2M (Machine to Machine) mit der VNB-Leitstelle.
ÜNB-Leitstelle	System	Die ÜNB-Leitstelle als Software-System. Die ÜNB-Leitstelle kommuniziert via M2M mit der VNB-Leitstelle.
ÜNB	Person	Eine Person, die mit Mensch-Maschine-Interaktion mit der ÜNB-Leitstelle interagiert und den Aufbauprozess maßgeblich steuert. Darüber hinaus interagiert der ÜNB mit dem VNB.
VNB-Leitstelle	System	Die VNB-Leitstelle als Software-System. Die VNB-Leitstelle kommuniziert via M2M mit dem VK und der ÜNB-Leitstelle.
VNB	Person	Eine Person, die mit Mensch-Maschine-Interaktion mit der VNB-Leitstelle interagiert und den Aufbauprozess unterstützt. Darüber hinaus interagiert der VNB mit dem ÜNB.
Anlage	System	Das SCADA-System einer EEA, die Teil des VKs ist. Die Kommunikation zwischen dem

		VK und dem SCADA-System der Anlage ist M2M.

1.5 Daten- und Informationsaustausch

Daten- und Informationsaustausch	
Name des Datenpunkts oder der Information	*Beschreibung*
Die Netzknoten für die, die Anfrage gestellt wird	Die Menge der Netzknoten mit eindeutigen Bezeichnern für die, die verlässliche Wirkleistung bereitgestellt werden soll.
Wirkleistungsfahrplanband (verlässliche Wirkleistung) für einen oder mehrere Netzknoten.	Im Sinne der Definition der „verlässlichen Wirkleistung“ aus 1.3 wird das mögliche Fahrplanband als Angebot bereitgestellt. Ein Abruf eines Fahrplans, welcher in diesem Band liegt, muss bindend erbracht werden.
Einsatzbereitschaft des VKs	Die Einsatzbereitschaft des VKs für die Netzwiederaufbauunterstützung ist durch eine funktionierende Kommunikationsverbindung und Betriebsbereitschaft der Anlagen des Portfolios definiert.
Wirkleistungsfahrplan für einen oder mehrere Netzknoten.	Dem VK kann der Fahrplan passend zum Angebot für einen oder mehrere Netzknoten gesendet werden.

2 Detailanalyse

2.1 Notwendige Schritte – Anfrage des Wirkleistungsfahrplanbandes (verlässliche Wirkleistung) für bestimmte Netzknoten

2.1.1 Voraussetzungen und Annahmen

Use-Case Annahmen		
Akteur/ System/ Information/ Vertrag	*Bereich*	*Annahmen*
Anlage	Anlagen-verhalten	Die Anlagen, die an dem VK angeschlossen sind und in einem Portfolio auf einen Netzknoten einwirken, werden nach erfolgreicher Zuschaltung auf das Netz nach Sollwert gefahren. Hierbei ist zu beachten, dass eine Zuschaltung nur nach Anforderung/ Freigabe der zuständigen Netzleitstelle möglich sein soll (vgl. (VDE, Mai 2017) S. 95).
Anlage	Kommuni-kation	Die Anlagen sind mit Fernwirktechnik ausgestattet, die mindestens den Regularien für die Erbringung von Sekundärregelleistung entsprechen (siehe (50hertz a. T., regelleistung.net)).
Anlage	Kommuni-kation	Neben den Kommunikationsanforderungen aus dem Regelleistungskontext (50hertz a. T., Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Regelleistung) müssen zusätzlich folgende Anforderungen für die Kommunikation zu den Rechenzentren des VKs gegeben sein: - Sämtliche Router und Kommunikationseinrichtungen müssen nach Spannungswiederkehr in ihren validen Funktionszustand zurückkehren. Noch besser ist eine schwarzfallfeste Kommunikation.
VK	Qualifikation	Der entsprechende Pool des VKs ist präqualifiziert für Sekundärregelleistung und erfüllt somit die Anforderung an die

		Erbringung von SRL (Sekundärregelleistung), siehe hierzu die Tabelle „SRL-Anforderungen". Darüber hinaus muss es eine weitere Präqualifikation für diesen Use-Case geben. Das VK muss im Vorfeld den Beweis erbracht haben, mit dem jeweiligen Pool auch aus dem abgeregelten Zustand heraus mit einer gewissen Toleranz zuverlässig Fahrplanvorgaben umsetzen zu können. Diese Toleranzen können an bereits existierende Toleranzen angelehnt sein (vgl. (50hertz a. T., 2016).
VK	Allgemein	Das VK bekommt regelmäßig probabilistische Prognosen für das Portfolio, die als Grundlage für eine gesicherte Leistungszusage dienen. Es ist zu beachten, dass im Falle eines längeren Stromausfalls von etwa mehreren Tagen die Prognosequalität abnehmen wird, da keine aktuellen Leistungsdaten für die Prognoseerstellung geliefert werden können.
VK	Kommuni-kation	Es müssen die IT-Anforderungen für Sekundärregelleistung (50hertz a. T., Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Regelleistung) erfüllt sein. Darüber hinaus müssen die folgenden Anforderungen für die Kommunikationsstrecke zwischen der Leitstelle des VNBs und den VK-Rechenzentren sowie zwischen den TEn (Technischen Einheiten) und den VK-Rechenzentren gelten: - Die Verbindungen müssen schwarzfallfest sein.
VK	Kommuni-kation	Für den Fahrplanabruf existiert eine schwarzfallfeste Kommunikation und Serverinfrastruktur.
VK	Information	Das VK hat mehr Informationen als ein klassisches CVPP, welches Regelleistung erbringen kann. Um verlässliche Aussagen über Wirkleistungsbereitstellung an Netzknoten treffen zu können, braucht das VK mehr Informationen über die Netztopologie und den Netzzustand (z.B. Stand der Vermaschung). Hierfür ist Fernwirktechnik an allen relevanten Knoten

		notwendig. Welche Informationen genau notwendig sind, ist stark vom Einzelfall abhängig und muss an den jeweiligen Netzabschnitt angepasst werden (vgl. TVPP (Kieny, 2009)).
ÜNB-Leitstelle	Kommuni-kation	Die Kommunikation zwischen den Leitstellen des ÜNBs und des VNBs ist schwarzfallfest.

Use-Case Vorbedingungen		
Akteur/ System/ Information/ Vertrag	*Bereich*	*Vorbedingungen*
VK	Kommuni-kation	Die Kommunikation zu den Anlagen sowie zu der VNB-Leitstelle ist verfügbar.
Anlage	Zustand	Die Anlagen des VKs haben Spannung und laufen im definierten abgeregelten Zustand.

■ Vorhaltung		
RQ_SRL_13	Vorhaltung Zeitscheibe	Die Vorhaltung der spätestens am Vortag bis 8:00 angebotenen SRL hat jeweils für einen Kalendertag in sechs Produktzeitscheiben von je 4 Stunden zu erfolgen.
RQ_SRL_10	Produktwechsel	Beim Übergang von einer Produktzeitscheibe zur anderen muss der Regelleistungspool eine konkrete rampenförmige Fahrweise einhalten, die der ÜNB für den Beginn und für die Beendigung der Erbringung von Sekundärregelleistung 5 Minuten vor Beginn bis 5 Minuten nach Ende der betreffenden Produktzeitscheibe vorgibt.
RQ_SRL_14	Zuverlässigkeit Zeitverfügbarkeit	Für die Dauer eines Ausschreibungszeitraums muss die zu präqualifizierende Technische Einheit eine Zeitverfügbarkeit von mindestens 95 % aufweisen.
■ Reaktion/Aktivierung		
RQ_SRL_03	Aktivierungszeit	Bei einem Abruf muss der Regelleistungspool die angebotene Sekundärregelleistung spätestens nach 5 Minuten vollständig aktiviert haben. Die Rückführung der Sekundärregelleistung auf den Ausgangspunkt muss spätestens nach 5 Minuten vollständig erbracht werden.
RQ_SRL_04	Reaktion	Der Regelleistungspool muss spätestens nach 30 Sekunden eine erste Reaktion zeigen.
RQ_SRL_05	Mindestgradient	Der Regelleistungspool muss einen dynamischen Gradienten abhängig vom Sollwertverlauf einhalten, der sich aus der geforderten Leistungsänderung geteilt durch 270 Sekunden ergibt (300 Sekunden - 30 Sekunden Reaktionszeit).
RQ_SRL_07	Toleranzkorridor	Der Regelleistungspool muss bei der Erbringung von Sekundärregelleistung den Toleranzkorridor von 100 bis 110 % des Sollwerts bzw. 0 bis +5 MW absolute Abweichung vom Sollwert einhalten.

RQ_SRL_08	Toleranzbereich	Um eine vollständige Vergütung der Energie zu erhalten soll der Regelleistungspool den Toleranzbereich von 95 bis 105 % des Sollwerts einhalten.
■ IT-Anforderungen		
RQ_SRL_15	Datenverfüg-barkeit Leitsystem	Die einzelne Verbindung zwischen den Leitsystemen der ÜNB und des Regelleistungsanbieters soll mindestens eine Verfügbarkeit von 98,5 % aufweisen. (Rechnerische Gesamtverfügbarkeit beider Verbindungen beträgt 99,9775 %.)
RQ_SRL_21	Umschaltung Redundanzsystem	Bei einem Fehler muss das Leitsystem eine automatische Umschaltung zwischen den redundanten Leitsystemen innerhalb von 15 Minuten auslösen.

SRL-Anforderungen (Sekundärregelleistungsanforderungen) Ausschnitt nach (50hertz a. T., regelleistung.net)

2.1.2 Beschreibung der Funktion **Schritte**

ID	*Auslösendes Ereignis*	*Name der Aktivität*	*Beschreibung der Aktivität*	*Sender (Akteur)*	*Empfänger (Akteur)*	*Ausgetauschte Information*	*Bemerk-ungen*
1.1.1	Alle Vorbedingungen und Annahmen aus Abschnitt 2.1.1 sind erfüllt.	Anfrage des Wirkleistungspotentials für bestimmte Netzknoten beim VNB.	Es wird für eine Menge an Netzknoten angefragt wieviel Wirkleistung verlässlich verfügbar ist.	ÜNB-Leitstelle	VNB-Leitstelle	Die Netzknoten für die die Anfrage gestellt wird (Anfrage).	
1.1.2	Die Anfrage des Wirkleistungspotentials erreicht die VNB-Leitstelle.	Anfrage der Betriebsbereitschaft des VKs.	Das VK wird gefragt, ob es derart betriebsbereit ist, dass es die Anfrage erfüllen kann.	VNB-Leitstelle	VK	Einsatzbereitschaft des VKs (Antwort).	
1.1.3	Die Einsatzbereitschaft des VKs ist gegeben.	Anfrage des Wirkleistungspotentials für die Netzknoten beim VK.	Die Anfrage der ÜNB-Leitstelle wird an das VK weitergeleitet.	VNB-Leitstelle	VK	Die Netzknoten (Anfrage). Potentielles Wirkleistungsfahrplanband (Antwort).	
1.1.4	Es wurde ein Wirkleistungsfahrplanband durch das VK bereitgestellt.	Antwort der Anfrage des Wirkleistungspotentials.	Die Antwort des VKs wird an die ÜNB-Leitstelle weitergeleitet.	VNB-Leitstelle	ÜNB-Leitstelle	Wirkleistungsfahrplanband (Antwort).	
1.1.5	Die ÜNB-Leitstelle hat eine positive	Prüfung und Freigabe für einen möglichen Abruf.	Der ÜNB versichert sich beim VNB über	ÜNB	VNB	Rückversicherung (Anfrage).	

	Rückmeldung über das Wirkleistungsfahrplan band erhalten.		die Möglichkeit des Abrufs.			Bestätigung eines möglichen Abrufs (Antwort).	
1.2.1	Zyklisch (z.B. jede Sekunde)	Anlagenkommunikations-überwachung	Das VK sammelt Daten der Anlage und überwacht den Kommunikationsstatus zu den Anlagen.	VK	Anlage	Kommunikation und Anlagenverhalten	

2.1.3
Nachbedingungen und signifikante Ergebnisse

Use-Case Nachbedingungen		
Akteur/ System/ Information/ Vertrag	*Bereich*	*Annahmen*
ÜNB	Netzwieder-aufbau	Der ÜNB hat die Information wie sich das VK an der weiteren Lastversorgung beteiligt werden kann. Er entscheidet, ob und wie dieses Potential beim weiteren Netzwiederaufbau eingesetzt werden kann.
VNB	Netzwieder-aufbau	Der VNB hat die Freigabe für einen möglichen Abruf zugestimmt und handelt entsprechend.
Anlage	Anlagen-verhalten	Die Anlagen werden nach wie vor durch das VK gesteuert und befinden sich in einem abgeregelten/angedrosselten Zustand.

2.2
Notwendige Schritte – Abruf des Wirkleistungsfahrplans für die Netzknoten (Fahrplanabruf)

2.2.1
Voraussetzungen und Annahmen

Die Voraussetzungen aus 2.1.1 müssen ebenfalls gegeben sein.

Use-Case Vorbedingungen		
Akteur/ System/ Information/ Vertrag	*Bereich*	*Vorbedingungen*
ÜNB	Netzwieder-aufbau	Der ÜNB hat eine Anfrage für einen verlässlichen Wirkleistungsabruf getätigt. Es wurde eine positive Antwort sowie die Freigabe des VNBs gegeben.

2.2.2 Schritte

ID	*Auslösendes Ereignis*	*Name der Aktivität*	*Beschreibung der Aktivität*	*Sender (Akteur)*	*Empfänger (Akteur)*	*Ausgetauschte Information*	*Bemerkungen*
2.1.1	Der ÜNB hat eine positive Antwort auf die Anfrage zu einem Wirkleistungsfahrplan band erhalten und die Berücksichtigung im weiteren Netzwiederaufbau geprüft.	Fahrplanabruf	Es wird ein Fahrplan, der im Band liegt, vom VK abgerufen.	ÜNB-Leitstelle	VK	Wirkleistungsfahrplanband und Netzknoten-Zuordnung (Anfrage).	Der Abruf geschieht über die gleiche Infrastruktur wie auch beim Regelleistungsabruf.
2.1.2	Der Abruf wurde durchgeführt.	Lastzuschaltung	Die Lasten, die durch den Abruf wiederversorgt werden sollen, werden zugeschaltet.	ÜNB	VNB	Lastzuschaltungsinformation	

2.2.3
Nachbedingungen und signifikante Ergebnisse

Use-Case Nachbedingungen		
Akteur/ System/ Information/ Vertrag	*Bereich*	*Annahmen*
VK	Steuerung	Das VK hat den Abruf-Befehl erhalten und erfolgreich auf die Anlagen disaggregiert.
VK	Steuerung	Das VK prüft und regelt die vorgegebenen Fahrpläne für die definierten Netzknoten.
ÜNB	Netzwieder-aufbau	Der ÜNB hat definierte Lasten durch den Einsatz des VKs wiederversorgt. Das Netz ist stabil.

2.3 Anmerkungen

Aktuell bedarf es für das Anlagenverhalten nach (VDE, Mai 2017) einer expliziten Zustimmung pro Anlage durch den Verteilnetzbetreiber. Aus diesem Grund ist in diesem Use-Case der VNB die mittelnde Instanz als Schnittstelle des ÜNBs zum VK. Für eine effiziente Einbeziehung des VNBs in diesen Ablauf sind verschiedene Ansätze denkbar. Im Zentrum sollte ein hoher Grad an Automatisierung stehen, um den Ablauf effektiv und fehlerminimiert gestalten zu können. Die Freigabeinformation könnte bspw. assoziativ zum Wirkleistungspotential geliefert werden. Andererseits wäre hierfür auch eine separate softwarebasierte Plattform denkbar. Ein anderer Ansatz, der weiter verfolgt werden kann, ist die o.a. Regularien im Kontext dieses Use-Cases in Frage zu stellen und den VNB in anderer Art einzubinden.
In einem nächsten Schritt sollten diese Möglichkeiten weiter untersucht und auf Ihre Praxistauglichkeit hin tiefergehend evaluiert werden.

Literaturverzeichnis

50hertz, a. T. (kein Datum). Abgerufen am 23. November 2017 von regelleistung.net: https://www.regelleistung.net/ext/static/srl

50hertz, a. T. (kein Datum). Abgerufen am 2017. November 23 von Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Regelleistung: https://www.regelleistung.net/ext/download/minAnforderungInformationstechnikSrl

50hertz, a. T. (18. November 2016). *Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase.* Abgerufen am 22. Mai 2017 von https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft

50hertz, W. T. (09. September 2014). *10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen*. Abgerufen am 23. November 2017 von http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positionspapiere/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf

IWES, F. (10. Oktober 2017). *ReWP Regelleistung durch Wind und Photovoltaik*. Abgerufen am 16. November 2017 von https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2017/Windraeder_und_Photovoltaikanlagen_im_Dienste_der_Versorgungssicherheit.html

Kieny, C. O. (2009). *Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution (FENIX) - Results.* Bilbao: Iberdrola.

Paschotta, R. (21. Februar 2017). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 22. November 2017 von https://www.energie-lexikon.info/gesicherte_kraftwerksleistung.html

VDE. (Mai 2017). *Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung).*

D Netzschutzaspekte im Netzwiederaufbauprozess

D Netzschutzaspekte im Netzwiederaufbauprozess

Autor: Michael Jaworski

An dieser Stelle sollen die in Abschnitt „Technologieentwicklungen/ Netzschutz“ des öffentlichen Abschlussberichtes des Netz:Kraft-Projektes diskutierten Fragestellungen noch einmal aufgegriffen und deren Beantwortung im Kontext der durchgeführten Untersuchungen begründet werden.

Wie verhält sich die Kurzschlussleistung innerhalb der unterschiedlichen Spannungsebenen bei einem klassischen NWA aus dem Übertragungsnetz?

Befindet sich in einer frühen Phase des NWA die einzige fehlerstromspeisende Quelle innerhalb des Übertragungsnetzes, so wirkt sich eine starke Variation der auf Übertragungsnetzebene verfügbaren Kurzschlussleistung kaum auf die unterlagerten Spannungsebenen aus. Aufgrund der Tatsache, dass Schutzfunktionen, welche auf dem Stromkriterium basieren, nicht in Spannungsebenen auftreten, in welche sich die hier beschriebene Variation der Kurzschlussleistung ausbreitet, sind keine Anregeprobleme zu erwarten. Auf der Reserveschutzebene hingegen, die überwiegend auf Überstromzeitschutz basiert, kann bei einer Variation der Kurzschlussleistung die Zuverlässigkeit der Schutzanregung nicht mehr gewährleistet werden.

Diese Aussage erwächst aus einer Analyse, welche ein stark vereinfachtes Netzmodell zugrunde legt. Abbildung 1 zeigt dieses Netzmodell, welches im Kern aus vier Sammelschienen besteht, die die jeweiligen Netzebenen repräsentieren.

Abbildung 1: Szenario NWA durch Quelle im Übertragungsnetz

Diese Netzknoten sind durch Transformatoren typischer Leistungsklassen und entsprechender Parameter miteinander verbunden. Da das Übertragungsnetz in der Regel über mehrere Verknüpfungspunkte zu einem jeweiligen 110 kV-Netzabschnitt aufweist, wird dies durch die Wahl der Transformatorleistung berücksichtigt. Im abgebildeten Szenario befindet sich die einzige kurzschlussspeisende Quelle im Übertragungsnetz. Ihre Kurzschlussleistung wird hierbei in einer Bandbreite von 2 GVA bis 20 GVA vorgegeben und die daraus resultierende Variation der Kurzschlussleistung auf den unterlagerten Spannungsebenen berechnet. Hierbei wird deutlich, dass die Variationsbreite, welche auf Übertragungsnetzebene mit einem Faktor von 10 definiert ist, bereits im 110 kV-Netz nur noch den Faktor 1,6 zwischen größtem und kleinsten Wert aufweist. Der Grund für diese „Einschnürung“ der in Abbildung 1 gezeigten Hüllkurve der Kurzschlussleistun-

gen liegt in den ausgeprägten Transformatorreaktanzen, welche in erster Näherung unidirektionale Barrieren der -Propagation darstellen. Aussagen für jede Spannungsebene in Abbildung 1 angegeben.

Wie verhält sich die Kurzschlussleistung innerhalb der unterschiedlichen Spannungsebenen bei einem NWA, welcher vom Verteilnetz ausgeht?

Befindet sich die einzige Fehlerstromquelle auf 110 kV Ebene, so können Anregeprobleme während eines Fehlerfalles auf allen Netzebenen weitestgehend ausgeschlossen werden. In diesem Kontext wird jedoch die Verwendung der Impedanzanregung für Distanzschutzfunktionen empfohlen. Wird der NWA mit Beginn auf Mittelspannungsebene ausgeführt, besteht hingegen ein nennenswert hohes Risiko hinsichtlich des Ausbleibens der Anregung bei Fehlern auf der entsprechenden und den überlagerten Spannungsebenen.

Auch die Antwort dieser Frage lässt sich durch einen äquivalenten Untersuchungsansatz begründen. Hierbei wird das vereinfachte Beispielnetzwerk aus Abbildung 1 nur hinsichtlich des Anschlusspunktes der fehlerspeisenden Quelle abgewandelt (siehe Abbildung 2). Dadurch unterliegt die Variation der Kurzschlussleistung auf der 110 kV Ebene der definierten Bandbreite (Faktor 4) und die Kurzschlussleistung der über- und unterlagerten Spannungsebenen resultieren aus diesen Werten. Gerade anhand dieses Beispiels lässt sich die Wirkung der Transformatorreaktanzen verdeutlichen. Hinsichtlich der 20 kV und 0,4 kV Ebene kommt die geringfügige Variation der Kurzschlussleistung zum Tragen. In diesem Szenario entspricht die maximale Kurzschlussleistung im 20 kV Netz nahezu dem Wert, welchen sie im Szenario des NWA mit Quelle im Übertragungsnetz (bei 20 GVA Kurzschlussleistung an den Generatorklemmen) aufweist. Richtet man in Abbildung 2 den Blick nun auf die Übertragungsnetzebene, so zeigt sich, dass die Variation der Kurzschlussleistung durch den Transformator kaum eingeschnürt wird. D.h. der Faktor, welcher zwischen größtem und kleinsten Wert liegt, weicht nur gering von jenem Faktor ab, welcher die auf der 110 kV Ebene auftretenden minimalen und maximalen Kurzschlussleistungen ins Verhältnis setzt. Allerdings ist der absolute Betrag der Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz gegenüber dem Szenario in Abbildung 1 deutlich reduziert. Da die Schutzfunktionen auf dieser Spannungsebene jedoch nicht auf Fehlerströme angewiesen sind, die betragsmäßig über den Nennströmen der Betriebsmittel liegen, können Anregeprobleme weitestgehend ausgeschlossen werden.

Abbildung 2: Szenario NWA durch Quelle im 110 kV Netz

Ein ähnliches Bild zeichnet sich hinsichtlich der Betrachtung des Szenarios in Abbildung 3 ab. Hierbei erfolgt die erneute Verlagerung des Quellenanschlussortes um einen NWA-Vorgang widerzuspiegeln, dessen Ursprung im Mittelspannungsnetz liegt. Auch in diesem Fall zeigt sich die unidirektionale Wirkung der Transformatorreaktanz. Die Problematik ist hierbei, dass nun auch auf Mittelspannungsebene verringerte Kurzschlussleistungen auftreten und die dort vorherrschenden Überstromzeitschutzeinrichtungen in diesem Kontext mit der Situation konfrontiert werden, dass Fehlerströme geringer ausfallen als die Betriebsströme und somit keine sichere Anregung im Kurzschlussfall gegeben ist. Gleichzeitig liegt das Kurzschlussstromniveau der überlagerten Spannungsebenen in diesem Szenario nun ebenfalls bei sehr geringen Werten. Obwohl dies für die dort installierten Schutzfunktionen aus Sicht ihrer algorithmischen Methodik prinzipiell kein Problem darstellt, sind diese aus Stabilisierungsgründen mit gewissen Mindeststromschwellen ausgestattet, wodurch auch auf 110 kV und Übertragungsnetzebene Anregeprobleme zu erwarten sind.

Abbildung 3:Szenario NWA durch Quelle im 20 kV Netz

Können im Zuge einer Spannungsfahrt schutztechnische Probleme auftreten?

Wird eine Spannungsfahrt innerhalb eines Netzabschnittes durchgeführt, welcher einen bereits anstehenden Kurzschluss beinhaltet, so lässt sich die Problematik der Fehlererkennung im Hinblick auf die gängigsten Fehlerschutzfunktionen anwenden:

- *Distanzschutz Anregung: Unter Verwendung der Impedanzanregung erfolgt eine sichere Anregung.*
- *Distanzschutz Zonenalgorithmus: Es bestehen keine Probleme hinsichtlich der selektiven Anwendung des Zonenalgorithmus.*
- *Differentialschutz: Prinzipiell weißt der Algorithmus der Schutzfunktion keine Probleme diesbezüglich auf, jedoch besteht die Gefahr der Schutzblockierung, durch Überwachungsfunktionen, welche den kontinuierlichen Anstieg des Differentialstromes ohne gleichzeitigen Spannungssprung als Messfehler einstufen.*
- *Überstromzeitschutz: Hier ist mit Anregeproblemen zu rechnen.*

Das Untersuchungsszenario, welches die Grundlage für die getroffenen Aussagen repräsentiert, wird durch eine Spannungsfahrt in einem Netzabschnitt dargestellt, der sich aus einem Synchrongenerator, seinem Blocktransformator und einem Freileitungsmodell zusammensetzt. Die eingesetzten Komponenten stellen Elemente eines analogen Netzmodells dar. Um das Schutzverhalten in diesem Kontext zu untersuchen, werden Digitalschutzgeräte der aktuellsten Generation eingesetzt. Das Szenario basiert auf einem bereits

vor Beginn der Spannungsfahrt im Netz anstehenden Kurzschluss, da die Fehlererkennung in dieser Situation aufgrund der unwirksamen Sprungerkennung für die Schutzgeräte eine wesentlich größere Herausforderung gegenüber einem regulären Fehlereintritt während der Spannungsfahrt darstellt. In der Praxis verläuft eine Spannungsfahrt von 0 % bis 100 % der Nennspannung in 1-10 min. Um die Schutzgeräte diesbezüglich mit einer Extremsituation zu konfrontieren, wird die Spannungsfahrt innerhalb einer Sekunde durchgeführt.

Hierbei zeigt sich der direkt proportionale Zusammenhang zwischen der treibenden Spannung und dem resultierenden Fehlerstrom. Auf dieser Basis beschreibt die Impedanzberechnung durch den Distanzschutz im R-X-Diagramm (siehe Abbildung 5) eine kreisförmige Trajektorie, die mit geringem Radius den Fehlerort umkreist. Auf dieser Basis kann davon ausgegangen werden, dass Kurzschlüsse, deren Fehlerorte nicht zu dicht an den Zonengrenzen liegen auch während einer sehr schnellen Spannungsfahrt eine korrekte Auslöseentscheidung der Distanzschutzfunktion zur Folge haben.

Abbildung 4: Spannungsverlauf (oben) und Stromverlauf (unten) am Schutzgeräteeinbauort während einer Spannungsfahrt mit anstehendem Kurzschluss gemessen

Abbildung 5: R-X-Diagramm des Distanzschutzes, welches den Fehlerort während der Spannungsfahrt kennzeichnet

Treten Anregeprobleme durch verringerte Kurzschlussleistung auf, wenn der NWA auf Umrichter-Quellen basiert?

In Bezug auf diese Betrachtung ist eine Unterscheidung in HGÜ-Umrichter und umrichterbasierte DEA vorzunehmen. Hinsichtlich der Fehlerspeisung durch HGÜ-Kopfstationen im Übertragungsnetz bestehen keine Anregeprobleme, da die Schutzfunktionen auf diesen Spannungsebenen nicht auf dem Stromkriterium basieren. Betrachtet man die Fehlerspeisung durch im Verteilnetz installierte DEA, ist eine individuelle Prüfung vorzunehmen. Unter den Voraussetzungen, welche diesbezüglich im Anhang ausführlicher beschrieben sind, werden jedoch auch in diesem Fall kaum Anregeprobleme erwartet.

Hintergrund dieser Fragestellung ist der Aspekt, dass unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten dimensionierte Umrichter nicht dazu in der Lage sind ein Vielfaches ihres Nennstromes als Kurzschlussstrom zu liefern, da die installierten Halbleiterbauelemente nicht für eine derartige thermische Belastung ausgelegt sind. Wie in der oben genannten Antwort bereits erwähnt stellt dieser Umstand im Hinblick auf HGÜ-Kopfstationen kein Problem dar. In Bezug auf die Verteilnetzebene (speziell im Mittel- und Niederspannungsnetz) basiert der Kurzschlussschutz jedoch häufig auf dem Überstromkriterium. Da die vorhandene konventionelle Erzeugungsstruktur auf Synchronmaschinen basiert, die im Kurzschlussfall das fünf- bis sechsfache ihres Nennstromes als Fehlerstrom speisen können, ist dieses Überstromkriterium aus schutztechnischer Sicht anwendbar. Werden nun konventionelle Erzeugungseinheiten im Kontext der Energiewende durch umrichterbasierte DEA ersetzt, so könnte man in erster Linie einen Rückgang der Kurzschlussleistung erwarten, da Umrichter nur ca. das 1,1-fache ihres Nennstromes als Fehlerstrom liefern. In diesem Kontext ist jedoch die Volatilität der erneuerbaren Einspeisung zu beachten, auf welchen die DEA beruhen. Daraus erwächst die Erkenntnis, dass die Substitution von 1 MW an konventioneller, steuerbarer Kraftwerksleistung (auf Synchronmaschinenbasis) ein Vielfaches an installierter, volatiler DEA-Leistung erfordert. Welchem Faktor dieses „Vielfache“ entspricht, hängt dabei stark von den betrachteten DEA-Technologien, deren Standort, dem Betrachtungszeitraum und dem Einsatz von Speicherelementen ab und kann daher an dieser Stelle nicht quantifiziert werden. Würde man jedoch annehmen, dass dieser Faktor ca. 4 bis 5 beträgt, so würden die umrichterbasierten Kurzschlussstromquellen aufgrund der deutlich höheren Summe

ihrer installierten Leistungen trotz ihres geringeren Kurzschlussstromverhältnisses (1,1 p.u. bezogen auf den Nennstrom) annähernd die gleiche Kurzschlussleistung bereitstellen, wie der aktuelle konventionelle Kraftwerkspark. Dabei müssen jedoch die Voraussetzungen erfüllt sein, dass die DEA-Umrichter auch in Zeiten, in welchen diese keine Wirkleistung einspeisen können, dennoch mit dem Netz verbunden bleiben und, dass diese ebenso eine Fehlerspeisung im Gegensystem bereitstellen. Zusätzlich ist allerdings zu beachten, dass die Kurzschlussleistung nicht nur eine Frage des Quellenverhaltens darstellt, sondern maßgeblich vom betrachteten Fehlerort abhängt. Da der Anschluss von DEA-Umrichtern zum größten Teil auf Verteilnetzebene stattfindet, wohingegen die Netzverknüpfungspunkte der substituierten konventionellen Kraftwerke im Übertragungsnetz liegen, spielen zudem die unidirektionalen Barrieren, welche Transformatoren in Bezug auf die Kurzschlussleistung darstellen (siehe die zu Beginn des Abschnitts diskutierten Fragen) eine entscheidende Rolle. Die Einbeziehung dieses Aspekts führt dazu, dass die Aufrechterhaltung der Kurzschlussleistung in den Netzregionen, deren Schutzsysteme auf die Anwendung des Stromkriteriums setzen, nicht etwa einen Faktor von 4 bis 5 in Bezug auf die leistungsbezogene Substitution von konventionellen Kraftwerken durch DEA erfordern, sondern bereits ein deutlich geringerer Faktor ausreichend wäre um dieser Anforderung Rechnung zu tragen.

Kann der klassische Inrush-Effekt, welcher beim Einschalten von Transformatoren auftritt, ein Problem für den NWA darstellen?

Da die in diesem Kontext auftretenden Ströme deutlich höher als der Nennstrom des Transformators ausfallen, besteht die Gefahr der Überfunktion einzelner Schutzfunktionen. Dies stellt jedoch in der Praxis kein Problem dar, da in der Regel ein rasches Abklingen der Magnetisierungsströme auftritt und die Blockierung der Schutzfunktionen während dieser Phase durch das 100 Hz Kriterium oder das CWA Verfahren erfolgt. Sieht die strategische Planung des Netzwiederaufbaus jedoch Schalthandlungen an Transformatoren vor, welche in ihrer Sequenz unter Berücksichtigung der topologischen Struktur von den Vorgängen des Normalbetriebs abweichen, so sind die schutztechnischen Verfahren der Inrusherkennung in den entsprechenden Netzabschnitten zu implementieren.

Kann der sympathetic Inrush-Effekt ein Problem für den NWA darstellen?

Dieser Effekt zeigt gegenüber seinem klassischen Pendant ein deutlich verzögertes Abklingen der Stromamplitude, weshalb er auch das Ansprechen von Reserveschutzfunktionen mit erhöhter Verzögerungszeit herbeiführen kann. Zusätzlich ist eine Blockierung des Leitungsschutzes durch das 100 Hz Kriterium und das CWA Verfahren in manchen Fällen unwirksam.

Die Beantwortung beider Fragen lässt sich durch Betrachtung der beiden nachfolgend dargestellten Inrush-Stromverläufe nachvollziehen. Hierbei zeigt Abbildung 6 einen klassischen Transformator-Inrushstrom, wohingegen Abbildung 7 das Phänomen des sympathetic Inrush wiederspiegelt. Ein quantitativer Vergleich beider Verläufe ist an dieser Stelle nicht möglich, da sich die Transformatoren und die Netzkonstellation der beiden Fälle unterscheiden. Richtet man den Blick auf die charakteristischen Merkmale beider Verläufe sind deren Unterschiede deutlich erkennbar. Wohingegen der klassische Inrush-Strom nur eine unipolare Stromamplitude mit dazwischenliegenden Plateaus auf Nullebene aufweist, weißt der sympathetic Inrush eine bipolare Stromamplitude auf. Dieses Verhalten erschwert seine Detektion auf Basis 100 Hz Komponente und der Null-Plateaus, welche das CWA (Current Wave Shape Analysis) Verfahren auswertet. Zudem ist das deutlich langsamere Abklingen des sympathetic Inrush bemerkbar.

Abbildung 6: klassischer Transformator-Inrush

Abbildung 7: Sympathetic Transformator-Inrush

Kann die Pendelung zwischen elektrischen Maschinen während des NWA zur Überfunktion des Netzschutzes führen?

Während sich das Energieversorgungssystem im Wiederaufbauzustand befindet, ist mit einem verringerten Niveau der Polradwinkelstabilität zu rechnen. Pendelungen einzelner Maschinen oder aus ihnen gebildeter Gruppen können selbst bei stabilen Pendelvorgängen zur Überfunktion des Distanz-schutzes führen. Dahingehend ist diese Schutzfunktion durch eine Pendelsperre zu stabilisieren. Diese wird auf Übertragungsnetze-

bene in der Regel eingesetzt, ist jedoch auch im Verteilnetz erforderlich, wenn inselnetzbasierte NWA Konzepte mit mehr als 2 Synchronmaschinen auf dieser Ebene durchgeführt werden.

Die in dieser Leitfrage adressierte Thematik wird im Rahmen eines Laborexperimentes veranschaulicht. Dieses basiert auf einem analogen Netzmodell, welches die Komponenten des elektrischen Energieversorgungssystems repräsentiert. Der Laboraufbau wird durch Abbildung 8 veranschaulicht. Die beiden Akteure, auf welche die wechselseitige Leistungspendelung in diesem Experiment zurückzuführen ist, sind ein bereits wiederaufgebautes Teilnetz und ein Wasserkraftwerk. Das wiederaufgebaute Teilnetz wird durch eine Anbindung des Modells an das Gebäudenetz wiedergespiegelt, während eine Motor-Synchrongenerator-Kombination das Wasserkraftwerk repräsentiert. Die eingesetzten Leitungsmodelle sind durch π-Glieder in Form von Resistanzen, Spulen und Kondensatoren nachgebildet.

Abbildung 8: Laboraufbau zur Analyse der Pendelsperre

Im betrachteten Szenario ist das Wasserkraftwerk mit dem wiederaufgebauten Teilnetz synchronisiert und gibt Wirkleistung entsprechend seiner technischen Mindestleistung ab (welche nur einen geringen Prozentsatz seiner Nennleistung beträgt). Ein in Grün eingezeichnetes Distanzschutzgerät stellt das Untersuchungsobjekt dar, auf dem der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen liegt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit beinhaltet dieses Experiment keine weiteren Schutzgeräte. Die drei in Gelb hinterlegten Transientenrekorder dienen der Aufzeichnung sämtlicher Vorgänge während der Versuchsdurchführung. Wird nun der Netzwiederaufbau nach rechts weiter fortgesetzt und in diesem Zuge die Leitung 2 eingeschaltet, an deren Ende ein dreipoliger Kurzschluss anliegt, so übernimmt das grün eingezeichnete Schutzrelais die Fehlerklärung. Seine Reaktion wird in Abbildung 9 veranschaulicht. Hierbei sind die detektierte Impedanztrajektorie und das Auslöseverhalten abgebildet. Es zeigt sich, dass gegenüber dem korrekten Fehlerort zunächst der sog. Zwischeneinspeiseeffekt durch das Wasserkraftwerk zu einer Fehlmessung in Richtung größerer Reaktanz führt. Unmittelbar darauf setzt jedoch die Leistungspendelung zwischen dem Wasserkraftwerk und dem wiederaufgebauten Teilnetz ein, wodurch bei 2-Maschinenmodellen klassischerweise kreisförmige Trajektorien in der Impedanzebene der zwischen den Pendelakteuren liegenden Schutzgeräte hervorgerufen werden. Wie in Abbildung 9 gezeigt, tritt diese Trajektorie in die Impedanzpolygone der Distanzschutzfunktion ein und führt kurz nach dem Eintritt in Zone 1 zur Auslösung des Relais. In diesem Fall war keine Pendelsperre im Einsatz. Die Auswertung zeigt, dass 504 ms nach Fehlereintritt der Auslösebefehl des betrachteten Schutzrelais an den zugehörigen Leistungsschalter gesandt wird. Folglich wäre die selektive Fehlerklärung zwischen dem betrachteten Schutzgerät und einem potentiellen nachfolgenden Schutzgerät (grau eingezeichnet in Abbildung 8) nur möglich, wenn selbiges den Fehler deutlich unterhalb dieser Zeitspanne klären würde, damit der Rückfall des vorgelagerten Relais möglich ist. Diesbezüglich gilt zu beachten, dass das Schutzgerät am linken Ende von Leitung 2 den Fehler in seiner zweiten Zone detektieren würde und folglich das Risiko einer unselektiven Fehlerklärung besteht.

Abbildung 9: Am Einbauort des untersuchten Relais gemessene Impedanztrajektorie und Auslöseverhalten des Relais

Wird das betrachtete Schutzgerät jedoch mit einer Pendelsperre versehen, so erfolgt die Blockierung seiner Auslösung, wodurch sich die oben beschriebene Überfunktion vermeiden lässt. Ein derartiges Szenario wird in Abbildung 10 veranschaulicht.

Abbildung 10: Am Einbauort des untersuchten Relais gemessene Impedanztrajektorie und Auslöseverhalten des Relais mit Pendelsperre

Gibt es schutztechnische Möglichkeiten um Blackouts und Wiederzusammebrüche durch Kaskaden-ausfälle zu vermeiden?

Eine Vielzahl von Blackouts gehen auf Kaskadenausfälle zurück und ebenso bedroht dieses Szenario auch den Netzwiederaufbau in seiner fortgeschrittenen Phase. Abhilfe bietet die Ausstattung kritischer Übertragungskorridore mit proaktiven Überlastschutzsystemen, welche durch Eingriffe in die Lastflusssteuerung den Kaskadenausfall verhindern.

Ein derartiges System wurde im Rahmen des Projektes entwickelt und auf der *Advanced Power System Automation & Protection 2017* (APAP) Konferenz in Südkorea unter dem Namen *Proactive Overload Protection System* vorgestellt.

Wie lassen sich Schutzkonzepte, deren Settings Einstellungen für den Normalbetrieb ausgelegt sind, auf die Wirksamkeit in den einzelnen Phasen des NWA überprüfen?

Klassische worst-case Betrachtungen durch Schutzexperten sind auf Basis der unterschiedlichen Wiederaufbauszenarien und deren Vielzahl an Einzelschritten nur mit unvertretbar hohem Zeitaufwand umsetzbar. Daher wird der Einsatz automatisierter Schutzanalysealgorithmen empfohlen, die das Schutzsystem gemäß der Kriterien Fehlerklärungszeit, Selektivität und Einspeiserentkupplung unter Betrachtung sämtlicher Fehlerorte und Fehlerarten für alle Einzelschritte des NWA überprüfen.

Im Rahmen des NETZ:KRAFT Projektes erfolgte die Entwicklung eines *Protection Security Assessment* (PSA) Systems, welches in der Lage ist eine automatisierte Schutzsystemanalyse für beliebige Netzmodelle durchzuführen. Die einzige Grundvoraussetzung besteht darin, dass das zu analysierende Netzmodell in der Simulationsumgebung von DIgSILENT®PowerFactory vorliegt und über entsprechende Schutzmodelle verfügt. Das PSA System nutzt diesbezüglich die Programmiersprache Python um die Automatisierungsstruktur der einzelnen Verarbeitungsschritte abzubilden und bindet dabei den PowerFactory Rechenkern ein, um einzelne Kurzschlussberechnungen durchzuführen. Die Struktur des PSA Systems wird in Abbildung 11 dargestellt. Die Automatisierungsstruktur definiert zunächst einen Kurzschluss innerhalb des Netzmodells und bereitet die Schutzrelaisdefinition auf die jeweilige Untersuchung vor. Diese Informationen werden dem Rechenkern von PowerFactory zugeführt, welcher daraufhin den Befehl zur Ausführung einer schrittweisen Kurzschlussstromberechnung erhält. Gegenüber einer klassischen Kurzschlussstromberechnung besteht der Unterschied, dass hierbei die sequentielle Topologieänderung durch auslösende Schutzgeräte einbezogen wird, um ein realistisches Bild der Ereigniskette im Fehlerfall abzubilden.

Abbildung 11: Struktur des PSA Systems

Nachdem die Berechnungsergebnisse vorliegen, werden diese zunächst zwischengespeichert und der komplette bisher beschriebene Vorgang für sämtliche möglichen Fehlerorte und Fehlerarten wiederholt. Das Raster, gemäß dem die inkrementelle Fehlerabtastung der Übertragungsstrecken des Netzmodells erfolgt, kann dabei entsprechend der gewünschten Auflösung gewählt werden. Liegen sämtliche Simulationsergebnisse vor, erfolgt im anschließenden Schritte die Anwendung der Schutzanalyse Algorithmen. Diese unterteilen sich in vier Bausteine, die jeweils einen Teilaspekt der Schutzreaktion beleuchten und die Ergebnisse in Form von aufbereiteten Diagrammen ausgeben. Den ersten Baustein stellt das *Fault Clearing Time Element* (FT) dar. Dieses analysiert die Fehlerklärungszeit in Abhängigkeit der gewählten Fehlerart für sämtliche Fehlerorte des Netzmodells. Ein Fehler gilt in diesem Kontext als geklärt, wenn innerhalb der Sequenz einzelner Schutzauslösungen der letzte noch fehlerstromspeisende Pfad unterbrochen wird. Ein Beispiel dieser Analysemethode wird in Abbildung 12 gezeigt.

Der zweite Baustein - das *Backup Fault Clearing Time Element* (BT) - agiert in analoger Weise. Jedoch wird hierbei für die Untersuchung einzelner Schutzzonen gezielt deren entsprechender Hauptschutz deaktiviert ist um die Reaktion der Reserveschutzeinrichtungen zu analysieren. Abbildung 13 zeigt ein Beispielergebnis dieser Analysemethode.

Neben der Fehlerklärungszeit spielt die Selektivität der Schutzeinrichtungen eine entscheidende Rolle. Daher betrachtet der dritte Baustein - das *Selectivity Test Element* (ST) - diesen Aspekt. In diesem Zuge wird eine Zuständigkeitsmatrix für die Selektivitätsbewertung herangezogen, deren Einträge die Rollenzuordnung einzelner Schutzgeräte zu den entsprechenden Schutzzonen wiederspiegeln. Dabei erfolgt eine dreistufige Staffelung in Primär- Sekundär- und Tertiärschutz. Das exemplarische Bewertungsergebnis dieser Analysemethode wird durch Abbildung 14 veranschaulicht.

Als vierter Analysebaustein ist das *Generator Trip Analyser Element* (GT) implementiert, dessen Ergebnis einen Indikator für die Wahrscheinlichkeit eines Inselnetzzusammenbruchs darstellt. Hierbei wird überprüft ob Netzfehler zur Entkupplung einzelner Generatoren führen, oder ob die Fehlerklärung schnell genug erfolgt, sodass diese auf Basis ihres FRT-Verhaltens mit dem Netz verbunden bleiben. Dabei wird jedem Quellenelement eine Farbe zugeordnet und die Fehlerorte, an denen potentielle Kurzschlüsse zur Entkupplung des Generators führen (da der Netzschutz den Fehler nicht hinreichend schnell klärt), werden in der entsprechenden Farbe markiert. Dabei überlagern sich die einzelnen Farben in einer gemäß der Quellennennleistung absteigend sortierten Form. Ein Beispiel des Ergebnisses dieser Analysemethode wird in Abbildung 15 dargestellt. Natürlich kann diese Auswertung keine konkrete Aussage über die Stabilität einer Netzinsel im Kontext von Kurzschlüssen wiedergeben, da die Berechnung keine Betrachtung des dynamischen Zustandsverlaufs einschließt. Jedoch legt das Ergebnis tendenziell kritische Szenarien offen, die im Zuge einer dynamischen Simulation einer detaillierteren Prüfung unterzogen werden müssen.

Abbildung 12: Beispielergebnis des FT-Elements

Abbildung 13: Beispielergebnis des BT-Elements

Abbildung 14: Beispielergebnis des ST-Elements

Abbildung 15: Beispielergebnis des GT-Elements

The Proactive Overload Protection System – An Approach to avoid Cascading Line Tripping

Autoren: Michael Jaworski, Johann Jäger, Marc Retterath

Veröffentlicht:

7th International Conference on Advanced Power System Automation & Protection (APAP 2017)

Kontakt:

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme

Cauerstraße 4 Haus 1

91058 Erlangen

www.ees.eei.uni-erlangen.de/

The Proactive Overload Protection System – An Approach to avoid Cascading Line Tripping

Abstract—**This paper is discussing the effect of cascading line tripping and it provides a solution that is able to stop this effect or prevent it completely. It is done by introducing the proactive overload protection system, which is a new protection function that allows the further evolution of the role that protection relays can take in modern transmission systems. Unlike conventional protection functions, the function proposed in this paper is not focussed on reactive mechanisms like opening a circuit breaker. It is about influencing the line current by limiting it to a specific value in a proactive way. For this purpose,**

M. Jaworski, J. Jaeger, M. Retterath
Friedrich-Alexander University Erlangen-Nürnberg (FAU), Germany

Thyristor Controlled Series Reactors are installed in series to all line elements in a transmission corridor. Their control scheme works without communication and allows the prevention of overload conditions on the lines if the overall transport capacity of the corridor is sufficient. Furthermore, the focus is laid on the appropriate blocking of the proactive overload protection system, whenever a short-circuit takes place. Otherwise starting problems of protection relays and underreach reactions of distance protection functions would be the consequence.

Index Terms--**Blackout, Blocking, Cascading Line Tripping, Coordination, FACTS, Overload, Proactive, Protection, System Security, TCSR**

BACKGROUND

Blackouts are considered to cause severe economic losses and are endangering the human population as the electrical power system is a critical infrastructure, our modern society relies on. A phenomenon that has been observed in many blackout scenarios worldwide is the effect of cascading line tripping due to the overloading of the line conductors. An example for this kind of incident is the blackout in Italy in 2003. After an initial line outage, a chain reaction started, that led to the tripping of almost all transmission lines, which connected Italy with the electrical network of continental Europe [4].

The time scale in which this chain reaction proceeded was too fast for human intervention and so the operators in the Swiss and Italian grid control centres could not avert the blackout. With respect to the above-mentioned problem, the objective of this research is to introduce a solution that prevents the occurrence of the chain reaction of the cascading line tripping.

The basic idea that is described in this paper is not completely new, as the Spanish Transmission System Operator REE has implemented an Overload Line Controller (OLC) that is based on a similar working principle [1]. But the difference is, that the Proactive Overload Protection System (POPS) is not designed as a load flow controller. It is designed to be a protection function that allows the further evolution of the role of protection relays. In this context protection relays would have the ability to influence the situation in the network in a proactive way by using different kinds of actuators than just circuit breakers. As a protection device for preventing cascading line tripping, it has to react fast enough for preventing undesired trip reactions of other protection functions. Furthermore, it features a blocking mechanism to prevent its operation in case of short-circuit events.

CHALLENGE

This research is addressing a method of preserving the system security, which combines system stability and integrity, regarding the cascading line tripping. It is helpful to take a closer look at the problem mechanism itself. Figure 1 shows the operational states of the power system. It also depicts the transition paths between them. Initially the power system is considered to be in its normal operation state, where the (n-1)-security criterion is fulfilled. This means that a

The authors would like to thank the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety and the German Federal Ministry of Education and Research for the financial support of this research.

single contingency, like the outage of one system element, would not cause an endangerment for the operational security of the power system. In such case, the system would enter the alert state. Here the (n-1)-security criterion is no longer fulfilled and the occurrence of a second contingency could have severe consequences. Nowadays the transmission system of central Europe is also affected by unscheduled power flows due to renewable energy systems. These conditions lead to a system operation close to its limits, where the system can enter the alert state without the outage of a specific element.

Fig. 1. Stability related system states and the transitions between them [5]

In this state, the primary objective lies in the restoration of the (n-1)-security criterion by remedial actions, which are carried out by the operators in the control centre. If these attempts are not successful, a further contingency might lead the system status to the point of no return, in which the chain reaction, that ends in a complete or partial blackout, starts.

Referring to the focus of this research the type of contingencies are line outages. In this case the point of no return represents the situation, in which the trip of one transmission line forces its previous power flow to be transmitted via an adjacent line element, that immediately reaches an overloaded state and is also be tripped by its protection system. At this point the cascade starts to propagate through the network.

The reasons for the automatic line tripping by protection relays in case of overload situations are backup overcurrent functions, distance relays with an insufficient load blinder, where the overload condition is detected in the 3rd distance zone or the trip in the directional finite time occurs, when the relay's starting conditions are fulfilled [3].

Figure 2 gives a simplified example to demonstrate the mechanism of the cascading line tripping. Here the control areas A and B are connected through a transmission corridor that consists of four transmission lines. There is an active power imbalance in each of these two power systems. As system A shows an excess in the active power generation, while system B has a load surplus, an active power flow from A to B is necessary to ensure the active power balance in the overall system.

Fig. 2. Example that describes the mechanism of cascading line tripping

Let us assume that the power system in Figure 2 is already in the alert state in consequence of unexpected load flow condition, due to errors in the renewable infeed prediction. Hereupon the (n-1)-security criterion is no longer fulfilled. At next, a short-circuit on line 0 initiates the tripping of this line by its protection system. In this simplified example the power flow follows the principle of a current divider, which leads to the resulting loading conditions of the three remaining transmission lines in the transmission corridor. The loading conditions are given as a percentage of the nominal current values of the element.

Acting on the assumption that loading conditions greater than 110 % are triggering the backup protection functions of the relays that protect the lines in the transmission corridor, line 1 will be automatically tripped after a delay time of 3 s due to its loading of 150 %. In consequence, the nominal power flow capability of line 1 (100 %) and the surplus of

50 % of this value have to be carried by the two remaining transmission lines, which will also be overloaded and tripped consecutively. According to this mechanism the chain reaction is proceeding through the whole transmission corridor, leading to the split of the two power systems. In further steps the active power imbalance of each system would now trigger automatic remedial actions according to the defence plan (for example load shedding). If these actions are not sufficient to stop the frequency excursion, the over- and underfrequency relays of the generating units will separate them from the grid and initiate the blackout. All the events that take place from the time when the chain reaction of the cascading line tripping starts are occurring in a timescale that don't allow remedial actions, which are carried out manually by the human operators in the control centre.

APPROACH

The challenge of this research is to prevent the beginning of the cascading line tripping in order to avoid the above-described chain reaction. For this purpose, the Proactive Overload Protection System is implemented, which limits the line loading condition to a maximum value in a proactive way. This is done by the active reduction of the line current if it reaches a certain threshold.

It represents a new protection function that is part of the protection relay, which also includes conventional functions like distance and differential protection modules and backup overcurrent elements. Each protection relay needs an actuator for fulfilling its protective task. Almost all conventional protection functions are using circuit breakers for this purpose. This implies that they are behaving in a *reactive* way, as they are just observing the primary side grid conditions and separating the protected network element by their trip reaction according to their settings. Unlike conventional protection functions, the POPS is not behaving in a reactive way. Instead, it is behaving *proactive* by using a different kind of actuator, which gives this function the ability to influence the primary side grid conditions directly without disconnecting the protected element.

To prevent the cascading line tripping within a transmission corridor, the POPS-function should be implemented at one terminal of each line, which is part of this sensitive connection between network areas. Originally, the load flow on each line arises as a result of the network topology according to Ohm´s law, if there are no external control actions. The POPS provides these control actions by influencing the current characteristic on each line in the transmission corridor, where it is installed.

The protection relay at the shown line terminal provides the functions for the line protection, such as distance, back-up overcurrent and other conventional protection functions like differential protection. Furthermore, it includes the POPS-function, that is based on two main modules. The current controller conducts the main task of this protection function, which is the active limitation of the line current by controlling its dedicated actuator. The second module is the blocking logic. If a short-circuit takes place, it blocks the current controller operation for preventing it from limiting the short-circuit current. How the distinction between high load currents and a short-circuit situation is accomplished and how the blocking logic works in detail, is explained later on in section 0

Fig. 3. Basic design of the proactive overload protection system

Operation of the current controller

The current controller is the core element of the POPS, as it detects the actual current value and compares it with the maximum reference value of the transmission line current to generate the control variable for the actuator.

The actuator fulfils the task of reducing the line current according to its input signal. The concept of the POPS is not limited to a certain kind of actuator as its working principle allows various actuator types that can influence the load flow on the corresponding line. Possible examples could be phase shifting transformers, Unified-Power-Flow-Controllers, which represent the combination of a Static Synchronous Compen-sator and a Static Synchronous Series Compensator, or even High-voltage direct current back to back stations. The price of these solutions lies in a range, where the extension of the corridors transmission capacity by the construction of new parallel transmission lines could be considered as a financially equal alternative.

With respect to this, a more favourable solution is the use of a TCSR as the actuator element of the POPS. TCSR stands for Thyristor-controlled Series Reactor and represents an element, that adds a controllable series reactance to the transmission line. This allows the increase of the electrical line length in a continuous way, which influences how the current is distributed among the lines of the transmission corridor according to the current divider rule. An increased series impedance would lead to a reduced power flow over the corresponding line.

Figure 4 illustrates the structure of the TCSR and allows the detailed consideration of its functional principle [2]. It is a series FACTS (Flexible AC Transmission System) element, that consists of two shunted reactors. Reactor L1 has a relatively high inductance, which offers the ability to increase the series reactance of the transmission line. Reactor L2 has an inductance that is quite low in comparison to the series inductance of the line and is located in the shunted path. Two antiparallel thyristors control the current flow through this path. Their conductive state is triggered by a control device according to the firing delay angle α.

Fig. 4. Structure of the TCSR, which is based on a constant reactance path in parallel to a variable reactance path [2]

This angle refers to the point in time, when the respective thyristor is gated into conduction and is defined as the angle between the voltage zero crossing and the moment of gate triggering. The inductive character of the L2 path requires a current that is lagging the voltage by 90°. With respect to this, the full conduction of this path is achieved for a firing delay angle of 90°. The control scheme of the TCSR allows the variation of α in a range from 90° to 180°, where 180° degree is equal to the absence of controller signals at the thyristor gates.

Figure 5 shows the voltage and the current signals in the shunted path of reactor L2 for the full conduction state and a firing delay angle α of 110° (note that the voltage signal is related to the series voltage between the two terminals of the TCSR).

Fig. 5. Current characteristic in the L_2 path with respect to the firing delay angle

Here it can be seen that an α of 110° leads to a nonsinusoidal current signal, which also has a reduced amplitude in comparison to the state of full conduction (α = 90°). Calculating the RMS value of this signal implies, that the magnitude of the reactive current, which flows through reactor L_2, is lowered. This is equivalent to an increase in the reactance of the shunted path where L_2 is located. The reactance $X_{Path\ L2}$ can be calculated by (1) where X_{L2} is the nominal reactance of the reactor L_2 [2].

(1)

Equation 2 describes the common reactance of the TCSR and can be formed by shunting the constant reactance of L1 and the controlled reactance $X_{Path\ L2}$. Inserting (1) in (2) leads to (3).

(2)

(3)

Figure 6 show the common reactance of the TCSR according to equation 3 as a function of the firing delay angle α. It is stated in p.u. of the series reactance of the transmission line, where the TCSR is installed. In this example, the reactor L2 is dimensioned to 0.05 p.u. and L1 to 1.00 p.u. of the line reactance, which allows the doubling of the electrical line length by the POPS. There is a nonlinear correlation between the series reactance of the TCSR and the firing delay angle α, which has to be considered in the controller model.

Fig. 6. Relation between the common reactance of the TCSR and the firing delay angle α

Protection coordination

After looking at the operational scenario, we also have to consider short-circuit events, as the current magnitudes of cascading overload situations and short-circuits can be in the same range. But in this case the reaction of the current controller has to be blocked for avoiding its negative influence on the protection functions that have to trigger the selective fault clearing. Its first security mechanism to do this is an implemented delay time of 150 ms before the current controller starts to increase the series reactance of the TCSR after sensing high current conditions. With this security mechanism in mind, we can look at three different scenarios that require an appropriate reaction of the POPS:

- The first scenario is the cascading line tripping for which the POPS is designed. As described previously, the trip reactions in this case are performed by backup overcurrent or distance functions with an insufficient load blinder in the 3rd zone or finite time trip reactions. What these trip reactions have in common, is their delayed character of more than 500 ms. This gives the POPS the ability to prevent the line tripping by reducing the high current conditions even though its control action has an implemented delay time of 150 ms.
- The second scenario is the occurrence of a short-circuit on the protected line. In this case, the primary protection functions of the relay are designed to send a trip signal to the breaker without a delay time. The fault is cleared before the POPS would start its control reaction.
- In the third scenario, a short-circuit event on the line takes place and the primary protection functions fail to operate. This could have different reasons like inappropriate settings, breaker failure or instrument transformer issues. Now the task of the backup protection functions is to clear the fault. But as their reaction is delayed for more than 150 ms, the intervention of the POPS would negatively influence the fault distance detection of backup distance relays upstream in the grid by causing underreach problems for their 2nd and 3rd zones or even endanger the appropriate starting of backup relays by acting as a fault current limiter.

The third scenario shows that additional measures of distinguishing between high load currents and short-circuit currents are necessary to ensure the correct coordination between the conventional protection functions and the POPS. Therefore, a blocking logic is implemented, that prevents the operation of the current controller during short-circuit events (see Figure 7). It features the blocking of the POPS control reaction in case of high currents, that result from symmetrical and unsymmetrical fault events. Furthermore, the starting signals of other protection functions can be included as fault indicators for generating the blocking signal.

Fig. 7. Structure of the blocking logic that prevents the POPS from operating during short-circuit events

Unsymmetrical faults can be detected by analysing the negative sequence current. If this component reaches a certain threshold it indicates a single-phase earth fault or a two-phase fault. Symmetrical faults, which are represented by three-phase short-circuits, are more difficult to distinguish from very high load currents, that can occur in the context of the cascading line tripping. Figure 8 shows the simulated current characteristic of a three-phase fault on a 400 kV-transmission line at the timestamp of 2 s. If the steady state solution of the calculated short-circuit current and the pre-fault current are not equal at the point in time, when the fault occurs, there will be a transient DC-current that decays according to the factor . Here R and L are the resistive and reactive elements of the fault-loop, where t is the elapsed time since the short-circuit event. Due to the 120° phase-shift of the three-phase network, only one phase can avoid producing a DC-current. This is valid for theoretical purpose, where a symmetrical fault hits all three phases at the exactly same time. But also in practical consideration it is likely that at least one phase shows this DC-offset in the current characteristic.

With respect to this, the DC-current signal can be used to distinguish between a three-phase short-circuit and high load currents. For its calculation, the upper and lower envelope, which are also shown in Figure 8 have to be determined. This is done by linear interpolation between the maximum and minimum values of the sinusoidal current characteristic according to (4), where is the latest measured minimum or respectively maximum value of the current signal while is the second last one.

(4)

The comparison of the upper and lower envelope allows the calculation of the transient DC-current of each phase (see Figure 9). It has to be considered that the results of this algorithm always lie up to one period in the past. But due to the implemented basic delay time of the POPS operation (150 ms), this is not violating its appropriate blocking in terms of symmetrical faults.

Fig. 8. Three-phase short-circuit current with upper and lower envelope

According to the blocking mechanism for this fault category in Figure 7, the DC-component has to exceed the threshold $I_{DC,lim}$ for a defined time span for generating a blocking signal. The reason for the necessity of this operate delay time is that the envelope based calculation method of the DC-current also delivers a short peak in the DC-current characteristic during the transition from steady state load currents to the short-circuit scenario, even if there is no DC-offset in the current spectrum. This can be seen by looking at the DC-component of phase 1 (Figure 9). In this example, the current characteristics of phase 2 and phase 3 fulfill the detection criteria, while phase 1 is not triggering a blocking signal. The result is the appropriate blocking of the POPS for a defined hold time of 2 s, allowing the correct fault clearing also by delayed backup protection functions.

Fig. 9. DC-current component of each phase

RESULTS

This section shows the resulting control actions of the POPS with respect to the problem situation, that was described in Figure 2. The situation starts at the point when the first line tripped and the overload situation of Line 1 takes place. In consequence, the POPS, which is implemented on one terminal of line 1, detects the overload and starts to increase the reactance of the transmission line. This reaction leads to a decreased power flow over line 1 (see Figure 10). The load current reduction on this line takes place before delayed protection functions like overcurrent elements or the third zone of a distance function would initiate the line tripping as a result of the overload situation. Hence, the starting mechanism of these protection functions drops out and line 1 stays in operation at a controlled loading level of 100 %. In contradiction to the sequence in the earlier described problem scenario of the cascading line tripping, the control action of the POPS prevents the tripping of line 1, whereby a load flow shift of only 50 % instead of 150 % of the line's maximum transport capacity to the adjacent lines in the transmission corridor takes place. Subsequently the loading condition of line 2 exceeds its 100 % limit, which requires a second control action, that is performed by the POPS element on line 2. Figure 11 shows the load flow situation after both control actions are accomplished.

Fig. 10. 1st step of the control action that is performed by the POPS

Now line 1 and 2 are operated on a controlled loading level of 100 %, where the reaction of the POPS on line 3 is not necessary in this example. The fact that all three lines are kept in operation represents the main result in this scenario.

Fig. 11. 2nd step of the control action that is performed by the POPS

SUMMARY

The effect of cascading line tripping due to the overloading of line elements has often been observed as one of many reasons, that led to the blackout of power systems. The trip reaction itself is triggered by backup overcurrent and distance functions of protection relays. This process is propagating too fast for manual intervention by human operators in the control centre. The proactive overload protection system is a solution that is actively reducing the overload condition of transmission lines before the trip reaction occurs. A previous approach that is based on a similar working principle has been demonstrated in the Spanish transmission system [1]. The design of the POPS is focussed on preventing or stopping the overload based cascade effect. Different kinds of actuators can be used in this context. This research is based on implementing the Thyristor Controlled Series Reactor as it provides an effective and continuous way of reducing the current flow on a line element. By adjusting the firing delay angle α, the reactance of the TCSR, which is installed in series to the transmission line, can be controlled for increasing the effective electrical length of the line. Furthermore, it is important to provide an appropriate blocking scheme to prevent this intervention of the POPS in case of short-circuit scenarios, which also provide high current values. In this context, unsymmetrical faults can be detected by analysing the negative sequence current, while symmetrical faults provide a sufficient level of DC-current for their indication. The results show that the Proactive Overload Protection System is able to prevent the effect of cascading line tripping, if the overall transport capacity of the transmission corridor is sufficient. This would give the operators in the control centre the necessary time for dispatch actions, which they would not have in case of a cascade effect. A main advantage this system features, is also the aspect, that no communication between the POPS elements, which are spatially distributed, is required.

REFERENCES

I. Romero, J. Martin, R. Rivas, L. Wall, J. C. Sanchez, "Overload Line Controller: New FACTS Series Compensation application based on Switched Series Reactors" *CIGRE* , Reference A3-108_2014, 2014

D. Dah-Chuan Lu, “An Update on Power Quality”, Croatia: Intech, 2013, p. 43.

Siemens AG, “SIPROTEC 5 manual for Distance Protection, Line Differential Protection and Overcurrent Protection for 3-pole Tripping”, V7.30, 2016

UCTE Investigation Committee, “FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy” [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf

ENTSOE, “Continental Europe Operation Handbook - Appendix 3” [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx

BIOGRAPHIES

Michael Jaworski received his B.Eng. and M.Sc. degrees in 2013 and 2015 in Electrical Power Engineering from the University of Applied Sciences in Biberach and from the University of Erlangen respectively. Since then he joined the Chair of Electrical Power Systems of the University of Erlangen as a scientific assistant. He works on protection systems in the context of power system restoration.

Johann Jäger received the Dipl.-Ing. and Dr.-Ing. degrees in 1990 and 1996 in Electrical Engineering from the University of Erlangen respectively. From 1996 he was with Power System Planning department at SIEMENS in Erlangen, Germany. He was working on different fields of FACTS devices, network planning and protection systems in worldwide projects. Since 2004 he is in charge of a full professorship for Electrical Power Systems at the University of Erlangen. He is member of VDE/ETG, IEEE and CIGRE as well as convenor and member of several national and international working groups and task forces.

Marc Retterath received his B.Sc. degrees in 2015 in Energy Technology from the University of Erlangen respectively. Since then he joined the University of Erlangen to get his M.Sc. degree in Electrical Power Engineering. He is currently working on the investigation and development of the POPS in his master thesis.

E Trainingsumgebungen/ GridLab Trainingszentrum

E Trainingsumgebungen/ GridLab Trainingszentrum

Autor: Matthias Müller-Mienack

Die Demonstrationstrainings mit dem Schwerpunkt auf Unterstützung des NWA-Prozesses durch Windkraft wurden im GridLab Trainingszentrum in Schönefeld bei Berlin durchgeführt. Zusätzlich zu den konkreten Zielen im Rahmen der durchfahrenen Szenarios wurden einerseits die Grundlagen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus vermittelt und vertieft und andererseits das praktische Handling, die intensive Kommunikation sowie die notwendigen Entscheidungsprozesse bei der Umsetzung konkreter Varianten des aktuellen Netzwiederaufbaukonzeptes von 50Hertz realitätsnah erlebt. Das Trainingszentrum verfügt über zwei separierbare bzw. zusammenzulegende Trainingsareale mit in Summe 16 Einzeltrainingsplätzen, 4 Trainerplätzen und einer Briefing-Area sowie moderner Präsentationstechnik.

Die Trainingsumgebung ermöglicht ein realitätsnahes Antwortverhalten der Netze. So basiert der SCADA-basierte Dispatchertrainingssimulator auf dem PSI-Leitsystem PSIcontrol und wird derzeit in der Version 4.4 betrieben. Dessen auf NWA-Trainings bezogenen Funktionalitäten konnten im Rahmen des Netz:Kraft-Projektes weiter optimiert werden. Der Dispatchertrainingssimulator ermöglicht mit Status quo unter anderem folgende Funktionalitäten:

- Kombination eines Leitsystems mit einer kontinuierlichen symmetrischen Lastflussberechnung (Trainermodul)
- Implementierung der Original Bild und Datenmodelle des Kunden
- Weltbildkonzept als auch Anlagenbildkonzept können umgesetzt werden
- Kundenindividuelle Farbdarstellung für Spannungsebenen (ÜNB) und Teilnetzbereiche (VNB)
- Inselnetzfärbung in Netzwiederaufbausituationen
- Generatoren besitzen ein Leistungsdiagramm mit der Anzeige des aktuellen Arbeitspunktes
- Generatoren können in leistungsgeregeltem Betrieb und drehzahlgeregeltem Betrieb gefahren werden
- Generatoren verfügen über Primärregelbänder und Sekundärregelbänder
- Generatoren können ihre Leistung nur innerhalb festgelegter Leistungsgradienten steigern
- detailgetreue Darstellung einzelner Kundenelemente (UW, SS, Trennelemente, Pfeildarstellung von Messwerten)
- an jedem Abgang ist eine Wirk- und Blindleistungsmessung installiert sowie der prozentuale Auslastungsgrad der Leitung
- Eine Frequenzmessung ist an jedem Kraftwerk sowie an jedem Knotenpunkt mit Kraftwerksanschluss vorhanden

- Messwerte (P, Q, I, U, F) in den Oberflächen oder als Zeitverläufe aufschaltbar
- Nachbildung von Lasten und Einspeisern mittels Tagesganglinien mit 15 min Stützstellen
- automatisierter Ablauf von Schaltsequenzen in Form von Szenarien in der Trainerfunktion
- Störungseinwirkung (3-poliger Kurzschluss) auf Betriebsmittel mit Auslösung durch Schutznachbildung
- Störungseinwirkung (1-poliger Erdschluss) auf Betriebsmittel mit Erdschlussstrom an Erdschlussspulen und Ortung des Erdschlusses per Erdschlussrichtungsanzeigern
- Schutz kann in Form von Relaisbausteinen realisiert werden als Sammelschienenschutz, Leitungsdifferentialschutz, Leitungsdistanzschutz, Trafodifferentialschutz, Knotendifferentialschutz
- Frequenzrelais schalten Abgänge bei über bzw. unterschreiten von Frequenzgrenzen
- Dezentrale Erzeuger verfügen über die passenden Frequenz und Spannungscharakteristiken (50,2Hz)
- HEO-Listen für n-1 Ausfallvariantenrechnung, Estimation, Kurzschlussberechnung
- Alarmlisten für Schalterfall, Grenzwertverletzung und Schutzmeldung
- auslastungsabhängige Einfärbung von Betriebsmitteln
- angepasste Sicht auf das Netz durch Berechtigungssystem und Mandantenfähigkeit
- Leitwarten-Anordnung der Bedienplätze mit 4 Monitoren pro Arbeitsplatz und Kommunikation über Telefon
- insgesamt bis zu 16 Trainingsplätze
- beliebig viele Teilnetze berechenbar
- Synchronisation von Teilnetzen möglich mit Parallelschaltgeräten
- Verriegelungsbedingungen für Schaltgeräte
- Netzregelverbund-Funktionalität
- Sekundärregler für ÜNB-Regelzonen
- Redispatch wird durch entsprechende Anpassungen der Ganglinien durch die Trainer vorgenommen nach Aufforderung durch die ÜNB-Dispatcher
- Phasenschiebertrafos und Querregeltrafos abbildbar
- Ortsnetzstationen können als detaillierte Ansicht in separat generierten Bildern angezeigt werden
- Kurzschlussanzeiger
- Transformatoren können händisch oder automatisch gestuft werden

Die Trainingsteilnehmer arbeiten während der Szenarien-Abarbeitung an den Trainingsplätzen, die mit ihrem jeweiligen Datenmodell gestartet werden. Im Falle der Demonstrationstrainings im Kontext Netz:Kraft handelt es sich um das Netzmodell der 50Hertz als Übertragungsnetzbetreiber und auszugsweiser Implementierung von MITNETZ-Netzstrukturen als dem 50Hertz-Netz unterlagertes Verteilnetz. Die Trainer sind auch während der laufenden Trainingssession in der Lage:

- alle Netze zu beobachten
- Fehler an beliebiger Stelle zu platzieren
- Schaltgeräte zu sperren (in Befehlsrichtung oder Melderichtung oder beides)
- Meldungen zu sperren (in Befehlsrichtung oder Melderichtung oder beides)
- Fernwirklinien zu stören
- jedes Schaltgerät bedienen, so dass es für den Kunden als spontane Schalterbewegung erscheint
- Schutzrelais zu blockieren
- Sequenzen zu starten um Komplexe Schaltfolgen ablaufen zu lassen
- die Ganglinien jeder Last und jedes Einspeisers anzupassen

Die Trainingsteilnehmer arbeiten während der Szenarien-Abarbeitung an den Trainingsplätzen, die mit ihrem jeweiligen Datenmodel gestartet werden. Im Falle der Demonstrationstrainings im Kontext Netz:Kraft handelt es sich um das Netzmodell der 50Hertz als Übertragungsnetzbetreiber und auszugsweiser Implementierung von MITNETZ-Netzstrukturen als dem 50Hertz-Netz unterlagertes Verteilnetz. Nachfolgende Abbildung zeigt die Trainer-Plätze (links) sowie zwei der Trainingsteilnehmer-Plätze (rechts).

F Tabellarische Auswertung der Messungen zum Lastverhalten Biogas-BHKW im Inselnetzbetrieb

Projekt: Netz:Kraft

Ergebnisbericht TP 4.3 Felddemonstration landwirtschaftliches Arealnetz

Daniel Hau M.Sc.
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
FuE-Bereich Energieverfahrenstechnik
Schlossstrasse 24 | 36251 Bad Hersfeld (Besuchsadresse)
Königstor 59 | 34119 Kassel (Postadresse)
mailto: daniel.hau@iee.fraunhofer.de | Tel.: +49(0)6621-7945-318
http://www.iee.fraunhofer.de

Übersicht

Im Rahmen des Projektes NETZ:KRAFT im Teilprojekt 4.3 „Felddemonstration landwirtschaftliches Arealnetz“ wurde für einen angenommen Netzausfall die Möglichkeit der Ersatznetzversorgung eines landwirtschaftlichen Betriebs durch eine Biogasanlage geprüft.
Als beispielhafter landwirtschaftlicher Betrieb wurde das Landwirtschaftszentrum (LWZ) Eichhof in Bad Hersfeld ausgewählt. Das LWZ ist eine Informations- und Bildungseinrichtung des Landesbetriebs Landwirtschaft Hessen (LLH) für den ländlichen Raum (https://www.llh.hessen.de/bildung/landwirtschaftszentrum-eichhof/).
Dort betreibt das Fraunhofer IEE unter anderem in Kooperation mit dem Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen (LLH) eine Biogasanlage. Des Weiteren befinden sich auf dem Areal Stallungen, Betriebs- und Verwaltungsgebäude, Internate, Wohngebäude und Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien
Ein Ersatznetzversorgungs- oder Netzersatzanlagenbetrieb muss im Vergleich zum Verbundnetzbetrieb sorgfältig geprüft und geplant werden. Daher wurde zur Vorbereitung für einen möglichen Inselnetzbetrieb die Netzinfrastruktur im Arealnetz detailliert untersucht und vermessen. Mit dieser Datengrundlage wurden notwendige Maßnahmen für einen notwendigen Netzumbau und die Beschaffung von Geräten und Anlagen abgeleitet.
Zur Demonstration einer Ersatznetzversorgung des Areals wurde ein biogasbetriebenes Blockheizkraftwerk angeschafft, in Betrieb genommen und vermessen.

Blockheizkraftwerke (BHKWs)

Zu Beginn des Projektes befand sich eine biogasbetriebene Mikrogasturbine mit 30 kWel, ein Versuchs-BHKW mit 36 kWel und ein BHKW mit 125 kWel auf dem LWZ. Die Mikrogasturbine und das Versuchs-BHKW wurden zurückgebaut.
Zur Bildung einer Netzinsel wird eine netzbildende Erzeugungsanlage benötigt. Der Netzbildner übernimmt bei einem Stromausfall die Spannungs- und Frequenzregelung innerhalb seines Leistungsbereichs. Bei größeren Lasten sind zusätzliche Erzeuger notwendig, sowie ein übergeordnetes Management zum Schalten der Lasten sowie zur Ansteuerung weiterer Erzeuger. Zur Erfüllung des Netzbildners wurde im Projekt ein inselnetzfähiges, biogasbetriebenes BHKW mit einer Nennleistung von 75 kWel angeschafft und in die Infrastruktur am Eichhof eingebunden.
Das in Abbildung 1 links zu sehenden Blockheizkraftwerk in das Bestands-BHKW mit 125 kWel Nennleistung. Die BHKW sind vom gleichen Hersteller. Sie werden über eine Rohbiogasleitung von der Biogasanlage mit Brennstoff versorgt. Das feuchte Biogas wird über eine externe, biologisch-chemische Feinentschwefelung gereinigt, bevor es den BHKW zugeführt wird. Die Abwärme der BHKW wird zum Beheizen der Fermenter und für die Viehställe genutzt.

Abbildung 1 BHKW 75 kWel und 125 kWel

Das Bestands-BHKW wurde im Rahmen des Projektes für den Inselparallelbetrieb umgerüstet, es kann jedoch nicht eigenständig als Netzbildner arbeiten und benötigt zum Starten die Netzspannung des netzbildenden BHKW.
Gemäß Datenblatt ist die (elektrische) Nennleistung der BHKW im Inselnetzbetrieb gegenüber der Nennleistung im Netzparallelbetrieb reduziert. Der Antriebsgasmotor des Generators ist auf einen Betrieb bei 100% Nennleistung ausgelegt. Im Teillastbetrieb können im Motor Brennraumablagerungen entstehen. Zur Vermeidung von Brennraumablagerungen sind im Dauerbetrieb die beiden Grenzen $P_{min,1}$ und $P_{min,2}$ einzuhalten. Das BHKW kann zweitweise unter der Grenze $P_{min,2}$ betrieben werden, ein Betrieb unterhalb der Grenze $P_{min,1}$ sollte komplett vermieden werden. Die Standardmotoren / Generatoren laut Datenblättern der beiden BHKWs sind:

Tabelle 1 Beschreibung BHKW et075

Modul	Typ	
BHKW	et075 SG MA	
Generator	LSA 44.3M6 C 6S/4	
Motor	E0836 L202	
Beschreibung	**Parameter**	**Wert**
Nennspannung	U_n	400 V
Elektr. Netzparallelnennleistung	$P_{el,np}$	75,2 kW
Elektr. Netzparallelscheinleistung	$S_{el,np}$	94 kVA
Elektr. Inselnetznennleistung	$P_{max.}$	110,4 kW
Elektr. Inselnetzscheinleistung	S_{max}	138 kW
Motornennleistung	$P_{Nenn,Motor}$	110 kW
Motormindestleistungen 30% von $P_{Nenn,Motor}$ 60% von $P_{Nenn,Motor}$	P_{min1} P_{min2}	33 kW 66 kW
Maximaler Laststufe im Inselnetzbetrieb 25 % P_{max}	ΔP_{max}	18,8 kW
Beruhigungszeit nach maximaler Laststufe1	t_B	60 s
Maximaler Leistungsgradient im Inselnetzbetrieb ΔP_{max}/ t_B	dP_{max}/	0,313 kW/s

Tabelle 2 Beschreibung BHKW et125

Modul	Typ	
BHKW	et124 SG MA	
Generator	LSA 46.2 M5	
Motor	E2876 TE302	
Beschreibung	**Parameter**	**Wert**
Nennspannung	U_n	400 V
Elektr. Netzparallelnennleistung	$P_{el,np}$	147 kW
Elektr. Netzparallelscheinleistung	$S_{el,np}$	184 kVA
Elektr. Inselnetznennleistung	$P_{max.}$	178 kW
Elektr. Inselnetznennleistung	$S_{max.}$	223 kVA
Motornennleistung	$P_{Nenn,Motor}$	130 kW
Motormindestleistungen 30% von $P_{Nenn,Motor}$ 60% von $P_{Nenn,Motor}$	P_{min1} P_{min2}	39 kW 78 kW
Maximaler Laststufe im Inselnetzbetrieb 25 % P_{max}	ΔP_{max}	24,8 kW
Beruhigungszeit nach maximaler Laststufe1	t_B	60 s
Maximaler Leistungsgradient im Inselnetzbetrieb ΔP_{max}/ t_B	dP_{max}	0,413 kW/s

Demonstrationsbetrieb - Vermessung der BHKW

Wie bereits in der Einleitung beschrieben wurde auf einen Netzumbau für einen realen Demonstrations-Inselnetzbetrieb am LWZ verzichtet. Als wichtige Vorbereitung für einen realen Inselnetzbetrieb wurden die BHKW mit Biogas unter realen Bedingungen mit einem Lastenprüfstand und mit den Erkenntnissen aus der Leistungsmessung der Verbraucher am Eichhof vermessen. Der Messaufbau, die Durchführung und die Auswertung wurden als Gemeinschaftsleistung mit der Firma Ökobit, dem freien Berater Josef Casel und der Firma Enertec (BHKW-Hersteller) durchgeführt.

Messaufbau

Abbildung 2 Messaufbau BHKW Vermessung

In Abbildung 12 ist der Messaufbau für den Inselnetz-Parallelbetrieb von BHKW et075 und BHKW et125 mit einer steuerbaren Lastbank als Einliniendiagramm dargestellt. Die BHKW wurden vom Netz getrennt und auf eine gemeinsame Sammelschiene in einem für den Demo-Betrieb gefertigten Schaltschrank mit den notwendigen Schutzeinrichtungen aufgelegt.

In Tabelle 3 sind die technischen Daten der steuerbaren Lastbank beschrieben:

Tabelle 3 Technische Daten der Lastbank

Beschreibung	Parameter
Spannung	400 V, 3 Phasen und MP
Frequenz	50 Hz
Wirkleistung	200 kW
Scheinleistung	250 kVA
cos phi	0.8 Induktiv, variabel einstellbar zwischen 1 bis 0.8
Lastschrittauflösung	1 kW (maximal aber 5 kW)
Belüftung des Widerstandes	Fremdlüfter mit externer Versorgung (z. B. CEE-Stecker)
Schutzart	Für Außen Aufstellung und Dauerbetrieb geeignet
Anschlussleitung	20 Meter zur Verbindung der Lastbank (L1, L2, L3, N und PE)
Anbindung	Verteilerschrank Anbindung über Kupferschiene M10 / M12
Bedienung	Fernbedienung für Lastbank mit einer Leitungslänge von 20 Meter

Die Datenaufzeichnung erfolgte mit zwei DEWETRON DEWE-2600 - All-in-one standard instrument, jeweils ein Messgerät für ein BHKW.

Methodik und Randbedingungen

Eine wesentliche Voraussetzung für die Messreihe ist die Klassifikation der Betriebsgrenzwerte nach DIN 6280-13 oder ISO 8528-5. Tabelle 4 enthält dazu die statischen Betriebsgrenzwerte und Tabelle 5 die dynamischen Betriebsgrenzwerte. Basierend auf dieser Eingruppierung wurden die einzelnen Messreihen durchgeführt und im Anschluss ausgewertet.
Als Beispiel hier zur Info: Der Anwendungsbereich 1 nach VDE 0100-710 kommt in medizinischen Bereichen zum Einsatz, der Anwendungsbereich 2 ist nach VDE 0100-718 für Versammlungsstätten vorzusehen. Als Randbedingung für den Netzersatzbetrieb am LWZ Eichhof wurden die Ausführungsklasse G1 und G2 zugrunde gelegt.

Tabelle 4 Statische Betriebsgrenzwerte

Statische Betriebsgrenzwerte		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
Ausführungsklasse		1	2	G1	G2	G3
Statische Frequenzabweichung [1)]	%	4	5	8	5	3
Frequenz Pendelbreite	%	0,5	2	2,5	1,5	0,5
Statische Spannungsabweichung	%	±1	±2,5	±5	±2,5	±1
[1)] Entspricht dem P-Grad						

Tabelle 5 Dynamische Betriebsgrenzwerte

Dynamische Betriebsgrenzwerte		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
Ausführungsklasse		1	2	G1	G2	G3
Dynamische Frequenzabweichung/ Ausgangsfrequenz [1)]	%	-	-	+18 -15	+12 -10	+10 -7
Dynamische Frequenzabweichung/ Nennfrequenz [2)]	%	±10	±10	+18 -15	+12 -10	+10 -7
Frequenzausregelzeit	s	-	-	10	5	3
Dynamische Spannungsabweichung	%	±10	+20 -15	+35 -25	+25 -20	+20 -15
Spannungsausregelzeit	s	4	4	10	6	4

[1)] ist die tatsächliche statische Frequenzabweichung
[2)] für Gasmotoren sind größere Abweichungen zulässig

Auswahl bestimmter Messergebnisse

In Abbildung 3 bis Abbildung 7 sind die Sprungantworten auf einen 15 kW Sprung des BHKW et075 dargestellt.

Abbildung 3 Lastsprung et75 15 kW Cosphi 1 - Spannungsabweichung

Abbildung 4 Lastsprung et75 15 kW Cosphi 1 - Frequenzabweichung

Abbildung 5 Lastsprung et75 15 kW Cosphi 1 - Wirkleistungskennlinie

Abbildung 6 Lastsprung et75 15 kW Cosphi 1 - Spannungsabweichung

Abbildung 7 Lastsprung et75 15 kW Cosphi 1 - Spannungsabweichung

Bewertung der Messreihen

Die Bewertung der Messreihen erfolgt unter den in Abschnitt Methodik und Randbedingungen festgelegten Randbedingungen in Tabelle 6.

Tabelle 6 Bewertung der Messergebnisse

Nr.	Quelle BHKW	Betriebszustand	Leistung [kW]	Leistungs-faktor cosphi ind.)	Spannungs-Änderung dyn. [%]	Ausregel-Zeit Freq. [Sek.]	Frequenz-Änderung dyn. [%]	Frequenz-Pendelung [%]	ISO 8528 G1 erfüllt?	ISO 8528 G2 erfüllt?
1	et75	Grundlast	14,5	1	< G2	X	X	1,8	Ja	Nein
2	et75	Last	30	1	< G2	X	X	0,8	Ja	Ja
3	et75	(Voll-) Last	60	1	< G2	X	X	2,6	Nein	nein
4	Et75	Lastzuschaltung	20/40	1	7	7	5,6	Keine Ausw.	Ja	Nein
5	et75	Lastzuschaltung	40/50	1	7	16	5,6	Keine Ausw.	Nein	Nein
6	Et75	Lastzuschaltung	50/60	1	7	>20	5	Keine Ausw.	Nein	Nein
7	Et75	Lastzuschaltung	40	0,8	12	10	11,4	Keine Ausw.	Ja	Nein
8	Et125	Grundlast	10	1	<G2	X	X	1,8	Ja	Nein
9	Et125	Lastzuschaltung	20	0,8	4,5	3	5,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	Et125	Lastzuschaltung	0/40	1	12	3	9,6	Keine Ausw.	Ja	Ja
	Et125	Lastabschaltung	40/0	1	7	2,2	9	Keine Ausw.	Ja	Ja
	Et125	Lastzuschaltung	0/70	1	20	>20	11,4	12	Nein	Nein
	Et125	Lastzuschaltung	0/40	0,4	15	12	9	Keine Ausw.	Nein	Nein
	Et125	Lastzuschaltung	0/60	0,5	18	X	11,6	Keine Ausw.	Ja	Nein
	PRAL	Lastzuschaltung	20/40	1	5	4	4,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	40/60	1	5	4	4,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	60/80	1	5	5	4,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	80/100	1	5	5	4,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	100/120	1	5	5	4,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Grundlast	20	1	<G2	X	X	1,2	Ja	Ja
	PRAL	SINUS UL1-N	80	1	<G2	X	X	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	20/40	1	<G2	5	X	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	40/50	1	<G2	10	3,6	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastzuschaltung	50/70	1	<G2	10	3,2	Keine Ausw.	Nein	Nein

	PRAL	Lastzuschaltung	70/100	1	<G2	>10	2,9	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastzuschaltung	100/130	1	<G2	10	3,7	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastzuschaltung	130/140	1	<G2	>10	2,3	Keine Ausw.	Nein	nein
	PRAL	Lastabschaltung	140/120	1	<G2	12	5	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	120/100	1	<G2	5	2,6	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastabschaltung	100/90	1	<G2	8	2,7	Keine Ausw.	Ja	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	90/80	1	<G2	14	2,8	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	90/75	1	<G2	14	2,8	Keine Ausw.	Ja	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	75/60	1	<G2	5	2,4	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastabschaltung	60/50	1	<G2	5	3	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastabschaltung	50/40	1	<G2	5	2,8	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastabschaltung	40/30	1	<G2	4	2,3	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastabschaltung	30/20	1	<G2	4,5	2	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Lastzuschaltung	20/60	1	5	10	6,6	Keine Ausw.	nein	nein
	PRAL	Lastzuschaltung	60/100	1	5	15	6,5	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastzuschaltung	100/120	1	5	15	4,4	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	120/80	1	<G2	12	6,4	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	80/40	1	<G2	10	6,6	Keine Ausw.	Ja	Nein
	PRAL	Lastabschaltung	40/20	1	<G2	5	4,5	Keine Ausw.	Ja	Ja
	PRAL	Si.Pumpe 15,5kW	20/69	0,5	10	7	8,2	Keine Ausw.	Ja	Nein
	PRAL	Si.Pumpe 15,5kW	60/86	0,5	8	>15	5,4	Keine Ausw.	Nein	Nein
	PRAL	Si.Pumpe 22kW	20/97	0,5	15	STOP !	12	Keine Ausw.	Nein	nein

Tabelle 6 zeigt das elektrische Verhalten der parallelgeschalteten und der einzelnen BHKW bei den zuvor festgelegten charakteristischen Last-Situationen von Leerlauf bis zur maximal möglichen Belastung. Zur pauschalen Übersicht der sehr umfangreichen Messergebnisse ist in den beiden rechten Spalten die Einhaltung der Anforderungen nach DIN ISO 8528-5 G1/G2 bei den verschiedenen Betriebsbedingungen pauschal mit ja und nein beantwortet. Bei der Bewertung: nein sind die Überschreitungen der Grenzwerte in den übrigen Spalten ebenfalls in Rot gekennzeichnet.

Bei der Überprüfung der Einhaltung der Anforderungen nach DIN ISO 8528-5 genügt es im vorliegenden Fall, allein die im Kopf der Tabelle 6 notierten Betriebswerte zu betrachten und zu überprüfen, da alle übrigen Betriebsgrenzwerte nach ISO 8528 G1 / G2 bei den Versuchen am 25. und 26. 04.2018 eingehalten wurden. Die Auswertung zeigt, dass sich die Gründe für das Nichteinhalten der Toleranzwerte ausschließlich auf die Frequenzausregelzeit und die Frequenzpendelbreite beschränken.

G Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel – Ausführliche Darstellung

NETZ:KRAFT - Aufbau und Betrieb einer Großstadt-Netzinsel – Ausführliche Darstellung

Zusammenfassung von Untersuchungen und Ergebnissen

Universität Kassel (Christian Hachmann, Dario Lafferte), DREWAG NETZ AG (Benedikt Görig, Steffen Klinger)

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Inhalt

Inhalt **2**

Abkürzungsverzeichnis **3**

Ziele der Fallstudie **3**

Netzgebiet und Erzeugungssituationen für den Inselnetzaufbau **4**

Hochspannungs-Netz der DREWAG NETZ GmbH *4*

GTHKW Nossener Brücke der DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH *4*

Untersuchungen zum Schwarzstart mit der Uni Rostock *4*

Entwicklungsszenarien *5*

Windparks *5*

Elektrodenkessel *5*

Randbedingungen und Fokus der Untersuchungen **6**

Ausgangssituation (Wetter, Erzeugung, Last) **7**

Anlagenfunktionalitäten *7*

Lastverläufe *7*

Untersuchungsmethoden **8**

Simulationsmodelle **9**

Netzmodell *9*

Gasturbinenmodell Nossener Brücke *10*

HKW Nord *10*

Elektrodenkessel *10*

Last- bzw. Verteilnetzmodelle *14*

Simulationsergebnisse **14**

Schwarzstart GTHKW Nossener Brücke durch HKW Nord *14*

Simulation des Netzwiederaufbaus in Varianten bzgl. PV-Verfügbarkeit/Installation *22*

Einbindung von Zeitreihen *25*

Auswirkung der P(f)-Kennlinie bei plötzlichem Wegfall von Last *31*

Einbeziehung von Windparks *31*

Erkenntnisse **33**

Quellen **34**

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Langform
AP	Arbeitspaket
CLPU	Cold-Load-Pick-Up
GTHKW	Gasturbinenheizkraftwerk
HKW	Heizkraftwerk
KSt	Kundenstation
NWA	Netzwiederaufbau
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
TP	Teilprojekt
UW	Umspannwerk
USt	Umspannstation
WKA	Windkraftanlage

Ziele der Fallstudie

Ziel 1:

In der Fallstudie wurde untersucht, wie sich die derzeitige Durchdringung mit verteilter Erzeugung auf die Durchführung der bestehenden Planungen für den Betrieb der Netzinsel Dresden auswirkt und ob bzw. wie eine Ausweitung unter Hinzunahme nahegelegener Windparks möglich ist.

Ziel 2:

Es wurde untersucht, wie sich eine höhere Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaik) auf den Betrieb der Netzinsel auswirkt und welche Chancen und Risiken damit einhergehen. In diesem Zusammenhang wurde auch untersuch, welche Verbesserungen durch förderliche Einstellungen der dezentralen Erzeugungsanlagen hinsichtlich technisch bereits verfügbarer und zukünftig möglicher Funktionalitäten (z.B. P(f)-Kennlinie, Wiederzuschaltrampen) möglich sind. Ebenso wurden Möglichkeiten der Einbindung steuerbarer Lasten in den Inselnetzbetrieb untersucht.

Ziel 3:

Es wurde eine alternative Schwarzstartoption (als Ersatz für das möglicherweise außer Betrieb gehende PSW Niederwartha) untersucht. Seitens der DREWAG existieren Planungen für den Bau/Ausbau eines kleineren Heizkraftwerks, das zum Schwarzstart ertüchtig werden soll. Hier wurden die Voraussetzungen untersucht, unter denen sich dieses Kraftwerk eignet um, Anfahrenergie für den Start des GTHKW Nossener Brücke bereitzustellen.

Netzgebiet und Erzeugungssituationen für den Inselnetzaufbau

Hochspannungs-Netz der DREWAG NETZ GmbH

Abbildung 1 Netz der Stadt Dresden

GTHKW Nossener Brücke der DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH

Das Kraftwerk besteht aus drei Gasturbinen und einer Dampfturbine. Es dient sowohl der Stromproduktion als auch der Wärmeversorgung.

Das Kraftwerk kann keinen Schwarzstart aus eigener Kraft abrufen. Vorgesehen ist allerdings, dass sich im Fall eines Blackouts mindestens ein Block im Eigenbedarfs-Inselbetrieb fängt.

Die Beschreibung des dazu entwickelten Simulationsmodells findet sich im Abschnitt Simulationsmodelle.

Untersuchungen zum Schwarzstart mit der Uni Rostock

Eine Studie der DREWAG in Zusammenarbeit mit Prof. H. Weber der Universität Rostock [1] hat gezeigt, dass das PSW Niederwartha schwarzstartfähig ist und die Anfahrenergie für den Start einer Gasturbine des GTHKW Nossener Brücke bereitstellen kann. Der Schwarzstart von Niederwartha und das Unter-Spannung-Setzen des Hochfahrnetzes für die Bereitstellung der Anfahrenergie des GTHKW wurden im Rahmen der Studie [1] implementiert, simuliert und im realen Versuch gezeigt.

Entwicklungsszenarien

Grundlage für die Zubauszenarien ist das „Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept der Landeshauptstadt Dresden 2030“. Die dort ermittelten Szenarios („Trend-Szenario“ und „Effizienz-Szenario“) dienen als Grundlage für die beiden Ausbauszenarien für die Photovoltaik. Ebenso geht aus diesem Dokument hervor, dass auch für die Zukunft praktisch kein Zubau von Stromerzeugung aus Wind- oder Biomasse im Stadtgebiet zu erwarten ist.

Szenario	25 % EE	50 % EE	Mindestens 80 % EE
Annahme Wind	Nicht im Stadtgebiet, ENSO-Windparks laut Datenlieferung	Nicht im Stadtgebiet, ENSO-Windparks laut Datenlieferung	Nicht im Stadtgebiet, ENSO-Windparks laut Datenlieferung
Annahme PV	Wie heute (ca. 22,9 MW)	Trend-Szenario der DREWAG (Zubau von 65,6%) Verteilung auf Einspeiseebenen wie heute	Effizienz-Szenario der DREWAG (Zubau von 437,4%) Verteilung auf Einspeiseebenen wie heute
Annahme Biomasse	Wie heute (laut Datenlieferung DREWAG)	Trend-Szenario der DREWAG (Zubau von 0%), also wie heute	Effizienz-Szenario der DREWAG (Zubau von 150%) Verteilung auf Einspeiseebenen wie heute
Annahme sonstige Erzeugung	GTHKW, BHKW	Wie 25 %-Szenario	Wie 25 %-Szenario
Annahme Last	Wie heute anhand von Lastprofilen der DREWAG	Wie heute anhand von Lastprofilen der DREWAG + ggf. Elektrodenkessel	Wie heute anhand von Lastprofilen der DREWAG + ggf. Elektrodenkessel

Windparks

Ebenfalls Teil der Untersuchung ist die Einbindung der Windparks in Heynitz und Seeligstadt.

Der Park in Seeligstadt besteht aus 4 WKA mit Vollumrichter und jeweils 1,8 MW Nennleistung.

Der Park in Heynitz aus 11 WKA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (DFIG) und 6x2 MW sowie 5x 1,65 MW Nennleistung.

Abbildung 2 Anbindung der Windparks

Elektrodenkessel

Am Standort Nossener Brücke wird ein Elektrodenkessel mit folgenden Kenndaten errichtet:

- 40 MW Leistung
- geeignet für Primärregelung

- Betriebsspannung: 10,5 kV
- Mindestleistung: 1 MW

Randbedingungen und Fokus der Untersuchungen

Startpunkt

Ausgangspunkt der Untersuchungen zum Inselnetzbetrieb (Ziele 1 und 2) ist ein im Inselbetrieb laufender Block des GTHKW Nossener Brücke. Dieser Ausgangspunkt kann entweder erreicht werden, indem sich bei einem Blackout (mindestens) ein Kraftwerksblock im Eigenbedarfs-Inselbetrieb fängt oder indem ein Schwarzstart unter Zuhilfenahme des PSW Niederwartha durchgeführt wurde. Letzteres wurde bereits durch Simulation und einen Feldversuch untersucht [1].

Endpunkt

Die Fallstudie soll zeigen, in welcher Zeit, bis zu welchem Ausmaß und mit welcher Zuverlässigkeit die Netzinsel wiederaufgebaut und betrieben werden kann. Gedanklicher Endpunkt ist die Synchronisation der Netzinsel mit dem Übertragungsnetz. Die Teiluntersuchungen zum Aufbau der Netzinsel enden, wenn die Netzinsel sich in einem stabilen Zustand befindet und nicht mehr ausgeweitet werden kann/soll.

In Szenarien mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung wurden ebenfalls die Auswirkungen von Schwankungen des Primärenergieangebots (Wind, Sonne) untersucht.

Zeitskala

Die Simulationsuntersuchungen erstrecken sich über einen Zeitraum von mehreren Sekunden bis wenigen Stunden.

Betrachtete Effekte

- Elektromechanische Transienten
- Kraftwerksregelung
- Regelung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Schalten von Abgängen
- Cold Load Pick-up
- Schalten von Leitungen (für Ziel 3 - Schwarzstartpfad)

Vernachlässigte Effekte

- Elektromagnetische Transienten
- Wechselwirkungen Wärmenetz/GTHKW

Ausgangssituation (Wetter, Erzeugung, Last)

Ausgangssituation\Szenario	25% EE	50%	80%+
(nahezu) kein Wind, keine PV **Für alle Lastsituationen**	NWA durch GTHKW		
Sehr volatile Winderzeugung, (fast) keine PV **Für eine exemplarische Lastsituation**	NWA durch GTHKW, Ausweitung der Netzinsel mit Wind-Unterstützung		NWA durch GTHKW, Ausweitung der Netzinsel mit Wind-Unterstützung, Windpark-Leistung hochskaliert
Maximale PV-Erzeugung **Für alle Lastsituationen**	NWA durch GTHKW, Ausweitung der Netzinsel mit PV-Unterstützung		
Sehr volatile PV-Erzeugung **Für alle Lastsituationen**	NWA durch GTHKW (unter Mitnahme dezentraler PV) und ggf. Wind-Parks		

Anlagenfunktionalitäten

Für verteilte PV-Anlagen wird für diese Untersuchung davon ausgegangen, dass sich die Anlagen nach VDE AR N 4105 verhalten.

Bei der Modellierung des Elektrodenkessels wurden die Mindestanforderungen (nach Transmissioncode 2007, Anhang D) für die Erbringung von Primärregelleistung (minimal geforderte Leistungsgradienten, maximales Totband) zugrunde gelegt.

Lastverläufe

Für die Untersuchung grundsätzlich vorgesehen sind Startzeitpunkte für jede Tageszeit (30-Minuten-Raster) jeweils an folgenden Tagen:

- Starklast-Tag im Winter
- Schwachlast-Tag im Winter
- Starklast-Tag im Sommer
- Schwachlasttag im Sommer

Untersuchungsmethoden

Die Untersuchung wurde in Form von RMS-Simulationen mit Hilfe des Netzsimulationswerkzeugs DIgSILENT *PowerFactory* [2] (in den Versionen Version 2016.3 und 2016.4) durchgeführt.

Das Simulationsmodell enthält eine Nachbildung des 110kV-Netzes sowie der Umspannwerke und Mittelspannungsabgänge sowie der jeweils eingesetzten Erzeugungsanlagen.

Es wurden anhand von Heuristiken (in Anlehnung an Faustregeln für das Vorgehen menschlichen Leitwartenpersonals) Schaltfolgen (und ggf. Sollwertvorgaben) generiert, die den Aufbau und die Ausweitung der Netzinsel darstellen. Anhand dieser Sequenzen werden Netzwiederaufbauvorgänge simuliert.

Die Simulationsergebnisse wurden hinsichtlich Dauer, Wiederversorgter Last und Robustheit gegenüber unerwarteten Störungen (z.B. erheblich größere/kleinere Last bei Wiederzuschaltung von Abgängen, plötzlicher Wegfall von Last und/oder Erzeugung) bewertet.
Die Dauer betrieblicher Vorgänge (Koordination, Kommunikation, manuelle oder fernwirktechnische Schalthandlungen) wurde für die technischen Simulationen verkürzt angenommen.

Simulationsmodelle

Netzmodell

In Rücksprache mit den beteiligten Partnern stellte die DREWAG NETZ für die Simulation ihr komplettes 110-kV-Netz mit allen relevanten Parametern einschließlich sämtlicher Umspannwerke und Verknüpfungspunkte zur Verfügung. Damit sich der Berechnungsumfang der Simulation innerhalb eines händelbaren Rahmens bewegte, galt es für die unterlagerten Spannungsebenen eine Mischung aus kumulierten und realen Daten zweckmäßig miteinander zu verschneiden. Aus diesem Grund wurde für 12 der 13 Umspannwerke die Datenbasis der MS-Abgänge verdichtet, d. h. sämtliche Einspeiser und Verbraucher wurden je Abgang entsprechend ihres Profils zusammengefasst und als Summenjahresarbeit übergeben.

Auf dieser Grundlage wurde das 110 kV-Netz der DREWAG sowie einzelne Leitungen zu einem Windpark im Gebiet der ENSO in DIgSILENT *Powerfactory* vollständig nachgebildet. In den Umspannwerken HS/MS wurden die Schalttopologie sowie die Transformatoren (einschließlich der automatischen Stufenschalter) nachgebildet. Die MS-Ebenen umfassen die 10- und 20-kV-Abgänge. Die dort angeschlossenen Verbraucher und dezentralen Erzeuger wurden durch Verteilnetzäquivalente nachgebildet. Größe und zeitlicher Verlauf der Last wurden als gewichtete Summen der jeweiligen Profile abgebildet. Die installierte Leistung der Einspeisung wurde ebenfalls anhand der von der DREWAG NETZ bereitgestellten Werte nachgebildet, wobei für einzelne größere Anlagen mit Mittelspannungsanschluss eine explizite Darstellung im Modell erfolgte während die restliche Erzeugung aggregiert wurde.

Für das 13. Umspannwerke (Nossener Brücke) wurden sämtliche Mittel- und Niederspannungsnetze nach gleichem Prinzip bis hin zum Endkunden aufbereitet, anonymisiert und ebenfalls bereitgestellt. Das Umspannwerk Nossener Brücke wurde aufgrund der direkten Verbindung zum GT-HKW und der sich daraus ergebenen zentralen Rolle im Netzwiederaufbaukonzept, bei der Inselbildung und der Wiederversorgung ausgewählt. Bei dem UW Nossener Brücke handelt es sich um ein reines 110/20 kV UW, mit zwei Ortsnetz-Transformatoren und vier Blocktransformatoren des GTHKW. Die Ortsnetz- Transformatoren haben eine Leistung von 35 MVA bzw. 40 MVA und versorgen über eine Länge von ca. 84 km 14 MS-Leitungsabgänge mit insgesamt 80 USt und 17 KSt. Über die einzelnen Niederspannungsstationen werden ca. 3.700 Netzanschlusspunkte versorgt, wobei 36 PV-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 340 kW und eine Wasserkraftanlage mit 210 kW die Versorgung unterstützen.

Typtage:

Um die Chancen und Risiken von DEA während eines NWA umfänglich bewerten zu können sowie eine sinnvolle Darstellung zu garantieren, wurden von der DREWAG NETZ unter Vorgaben der Uni Kassel vier Tage ermittelt. Die einzelnen Tage sollten dabei folgende Maßgaben erfüllen:

- Sommertag mit hoher Gesamtlast
- Sommertag mit niedriger Gesamtlast (z.B. Feiertag)
- Wintertag mit hoher Gesamtlast
- Wintertag mit niedriger Gesamtlast (z.B. Feiertag)

Lastprofile:

Die DREWAG gehört zu den wenigen Stadtwerken, welche für die Bilanzierung elektrischer Energiemengen anstatt dem synthetischen das analytische Modell (erweitertes analytisches Verfahren) verwenden. Das analytische Lastprofilverfahren ist in seiner Anwendung deutlich komplexer, in diesem Rahmen haben sich zur Charakterisierung bei der DREWAG insgesamt acht Profile durchgesetzt.

Neben den Kraftwerken der DREWAG gibt es in Dresden über 1.200 weitere Erzeugungsanlagen, welche unterschiedlichste Leistungen aufweisen und über die gesamte Stadt verteilt sind. Als Planungs- bzw. Abrechnungsgrundlage wird je nach Anlagentyp entweder ein Profil für PV-Anlagen und KWK-Anlagen angewendet.

Für die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz erfolgt die Einteilung der Verbraucher in ein Haushaltprofil, Gewerbeprofil, Bandprofil, Profil für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen oder Profil für Straßenbeleuchtung. Das Bandprofil und das Profil für die Straßenbeleuchtung werden entsprechend der BDEW-Richtlinien entwickelt.

Die Bildung der Lastprofile erfolgt in mehreren Schritten. Nach Abzug aller RLM-Kunden von dem gemessenen Summenlastgang wird die Restlastkurve mithilfe von verschiedenen Berechnungsverfahren auf die einzelnen Kundengruppen aufgeteilt. Dabei wurden die gemessenen Viertelstundenleistungswerte zu mittleren Tageslastgängen für verschiedene Tagtypen (Werktag, Samstag, Sonntag) pro Monat verdichtet. Anschließend wurde dann, mittels verschiedener Wichtungsfaktoren, ein gewichteter Lastgang gebildet und geglättet. Mithilfe eines entsprechenden Skalierungsfaktors, welche auf Basis der Vorjahresarbeiten ermittelt wurden, werden die entsprechenden Lastgänge gebildet.

Um bei den Berechnungen eine hohe Übereinstimmung zwischen realen und synthetischen Lastverhalten zu erreichen, betreibt die DREWAG verschiedene Bevölkerungsmessstellen. Im Zusammenhang mit NETZ:KRAFT war es erforderlich das bestehende Messkonzept weiter zu entwickeln sowie neue Messpunkte für den gesamten Zeitraum des Projektes zu errichten. In Kombination von neuen und alten Messpunkten sollten ergänzende Zeitreihen erfasst und somit die vorhandenen Lastprofile geschärft werden.

Das Messkonzept wurde im Rahmen einer Masterarbeit entwickelt, erprobt und an 10 ausgewählten Standorten im Netz fest installiert. Neben der hohen qualitativen Auflösung ist eine direkte Kopplung der Messpunkte mit der Netzleistelle möglich und somit in der Nachnutzung der Aufbau einer State Estimation.

Gasturbinenmodell Nossener Brücke

Für das Gasturbinenheizkraftwerk Nossener Brücke wurde ein dynamisches Simulationsmodell in *PowerFactory* mittels DSL (dynamic simulation language) erstellt, das in [3] näher beschrieben ist.

HKW Nord

Für die Gasturbine des Kraftwerks HKW Nord wurde ein dynamisches Simulationsmodell auf derselben Literaturbasis (OCGT Gasturbine, Rowen-Modell) wie für die Gasturbine des GTHKW Nossener Brücke in DIgSILENT *PowerFactory* implementiert.

Elektrodenkessel

Für den im Aufbau befindlichen Elektrodenkessel wurde auf Basis der Anforderungen an steuerbare Lasten, die im Markt für Primärregelleistung teilnehmen (auf Basis des Transmission-Code 2007) ein Simulationsmodell erstellt.

Das Modell bildet einen für Primärregelung qualifizierten Elektrodenkessel ab.

Auf Grundlage der Kenndaten und Anforderungen an den Elektrodenkessel [4] wurde ein Simulationsmodell entwickelt, das den Elektrodenkessel im Primärregelungsbetrieb abbildet.

Der eigentliche Kessel wird als steuerbare, ansonsten nicht spannungs- oder frequenzabhängige Last modelliert. Die Frequenzmessung über ein PowerFactory-PLL-Modul mit den in Abbildung 3 dargestellten Parametern (Angaben für das konkrete System sind nicht bekannt).

Proportional Gain	10,	
Integration Gain	30,	
Upper frequency limit	1,2	p.u.
Lower frequency limit	0,8	p.u.

Abbildung 3 Einstellungen des Powerfactory-PLL-Modells

Das folgende Bild zeigt den Gesamtaufbau des PowerFactory-Modells:

Abbildung 4 Struktur des zusammengesetzten Modells

Die Steuerung, die aus Messwerten der Frequenz Sollwerte der Leistung generiert (der mittlere Block „Electrode_boiler_control“ aus obiger Abbildung). Wird wie folgt modelliert:

Abbildung 5 Reglerstruktur des PowerFactory-Modells für"Electrode_boiler_control"

Tabelle 1 zeigt die einstellbaren Parameter und die zugehörige Voreinstellung.

Tabelle 1 Modellparameter und Voreinstellungen

Größe	Voreingestellter Wert (für Kessel in Fallstudie)	Umsetzung im Modell
Nennleistung	40 MWel	Maximale elektrische Leistung der Last: Parameter Pnom [MW] = 40 MW
Fahrbare Mindestlast	1 MWel	Minimale elektrische Leistung der Last: 2,5 % Parameter P_min_pu = 0.025
Laständerungsgradient - PRL	80 MW/min Anforderung aus Transmission-Code 2007 (Anhang D): gleichmäßige Aktivierung binnen 30s	Ratenbegrenzung für Wirkleistungsänderung 3 %/s Parameter rdown und rup = 0.03
Nennfrequenz	50 Hz	Referenzfrequenz für Leistungssollwert: 50 Hz
Einstellbereich für Statik	Keine explizite Angabe	Frequenzabhängige Leistungsänderung mf in %/Hz einstellbar. Voreinstellung mf = -2.5 (entspricht Aktivierung von jeweils 50 % der Nennleistung als Regelleistung innerhalb von +/- 200 mHz
Breite des Totbands	Keine explizite Angabe. Anforderung aus Transmission-Code 2007 (Anhang D): < +/- 10mHz	Parameter db einstellbar Voreinstellung: 0.01 (entspricht 10 mHz)
Zeitkonstante des Tiefpasses für Leistungssollwerte (vor Ratenbegrenzer)	Keine Angabe bekannt	Parameter T = 0.01 (entspricht 10 ms)
Leistung bei Nennfrequenz	50 % der Nennleistung (entspricht Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung in gleichem Umfang	Konstante PsetPt wird bei der Initialisierung des Modells aus dem eingestelltem Startwert des Leistungsbezugs der Last (hier 20 MW) berechnet.

Abbildung 6 zeigt beispielhaft den zeitlichen Verlauf der Wirkleistung für Frequenzänderungen und folgende Parameter: Leistungssollwert: 20 MW, Totband: 10 mHz, mf: 250 %/Hz

Abbildung 6 Leistungsverlauf bei vorgegebenem Frequenzverlauf

Für die Demonstration im Netzsimulator der DUTrain GmbH wird vereinfacht eine lineare Kennlinie ohne Totband angenommen.

Im Folgenden werden zwei Kennlinien, eine mit und eine ohne Totband, vergleichend dargestellt und die Auswirkungen exemplarisch untersucht. Abbildung 7 Kennlinien mit und ohne Totband zeigt die beiden Kennlinien.
Die Kennlinie ohne Totband entspricht den Voreinstellungen aus Tabelle 1. Die Kennlinie ohne Totband ergibt sich durch Änderung der Parameters db auf 0.

Abbildung 7 Kennlinien mit und ohne Totband

Wird ein isolierter Lastsprung bei gleichen Ausgangsbedingungen betrachtet, ist der Beitrag des Elektrodenkessels hinsichtlich des Frequenzminimums praktisch ausschließlich durch die maximale Änderungsrate der Leistung begrenzt. Hier ergibt sich praktisch kein Unterschied (in der Simulation minimale Frequenz 49,89766 Hz mit und 49,89760 Hz ohne Totband). Abbildung 8 zeigt den zeitlichen Verlauf der Frequenz einer Gasturbine im Parallelbetrieb mit dem Elektrodenkessel nach einem Lastsprung von 2,5 MW zum Zeitpunkt 0 s.

Abbildung 8 Frequenzverlauf einer Gasturbine im Parallelbetrieb mit Elektrodenkessel mit Kennlinie mit und ohne Totband

Last- bzw. Verteilnetzmodelle

Es wurde ein Verteilnetzäquivalent entwickelt, das kumuliert die Last- und Erzeugung eines Netzabschnitts nachbildet. Die Beschreibung des Verteilnetzäquivalents findet sich in [5]. Beispielhaft dafür sind zu nennen:

- Zuschaltverhalten (Wartezeiten, Grenzen und Rampen) der Erzeugungsanlagen
- Frequenzabhängiges Verhalten der Erzeugungsanlagen
- Cold-Load-Pickup

Simulationsergebnisse

Schwarzstart GTHKW Nossener Brücke durch HKW Nord

Zum Start des Gasturbinenheizkraftwerks (GTHKW) Nossener Brücke soll Anfahrenergie von einem kleineren Heizkraftwerk (HKW Nord) bereitgestellt werden, das seinerseits zum Schwarzstart ertüchtigt werden soll.

Das HKW Nord ist mit dem 110-kV-Netz durch einen 20-kV-Netzabschnitt verbunden. Zwei parallele 20-kV-Stränge verbinden das HKW Nord und das UW Dresden-Neustadt. Für den Schwarzstart soll der Abgang mit

der geringeren Belastung benutzt werden. Die Belastung wurde anhand von Messwerten im Normalbetrieb und mit plausiblen Sicherheitsaufschlägen abgeschätzt. Dieses 20-kV-Netz verfügt aktuell über keine Schalttechnik, die ferngesteuertes Schalten aus der Leitwarte erlauben würde.

Derzeit ist einzig eine Versorgung der Lasten in einem einzigen Schaltvorgang möglich. Diese „harte“ Zuschaltung des 20-kV-Abschnitts führt zu einem hohen Lastsprung und damit extremer Belastung des Synchrongenerators und der Gasturbine. Zwei Varianten für die Versorgung des GTHKW Nossener Brücke durch das HKW Nord wurden betrachtet, die in Abbildung 9 schematisch dargestellt sind:

- In der ersten Variante durch den 20-kV-Abschnitt zwischen dem Anschluss des HKW Nord und der 20-kV-Seite des Umspannwerks „Neustadt“ und den 110-kV-Abschnitt zwischen „Neustadt“ und „Nossener Brücke“.
- In der zweiten Variante durch den 20-kV-Abschnitt „HKW Nord – Neustadt – Dresden-Mitte – Nossener Brücke“.

Abbildung 9 Varianten für den Schwarzstartpfad

Für die erste Variante wurden drei Alternativen untersucht:

- Erstens das „harte“ Zuschalten des gesamten 20-kV-Netzes zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt. Für diese Alternative wurde der komplette Netzabschnitt mit den dazugehörigen Lasten wiederversorgt. Diese Variante hat sich wegen des hohen zu erwartenden Lastsprungs als nicht sicher umsetzbar herausgestellt.
- Zweitens das sukzessive Zuschalten der 20-kV-Leitung zwischen dem HKW Nord und dem UW Dresden Neustadt. Für diese Untersuchung wurde angenommen, dass dieses Leitungssegment über die notwendige Schalttechnik verfügt, was aktuell nicht gegeben ist.
- Drittens ein Hochfahrnetz zwischen HKW Nord und Nossener Brücke. Dazu wird das gesamte Netz zwischen HKW Nord und dem GTHKW Nossener Brücke rampenförmig unter Spannung gesetzt. Dieses Vorgehen ist mit angeschlossenen Lasten nicht durchführbar. Daher wurde für diese Alternative

angenommen, dass die Ortsnetzstationen über die benötigte Schalttechnik verfügen um alle Verbraucher von der Leitung zu trennen bzw. eine zusätzliche unbelastete Leitung zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt vorhanden ist.

Der Effekt von „Cold Load Pick-Up“ wurde für die Wiederversorgung von Lasten mit einem 100%-Anteil und eine zehnminütige Zeitkonstante berücksichtigt.

Schaltereignisse für beide Varianten

Im Falle des sukzessiven Zuschaltens für beide Varianten, sollen Netzabschnitte des 20-kV-Netzes zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt zugeschaltet werden. Außerdem soll der Eigenbedarf des GTHKW versorgt werden. Diese Schaltereignisse erfolgen für beide Varianten zu denselben Zeitpunkten. Die Aufteilung in fünf Leitungssegmente durch Hinzufügen von vier weiteren Schaltstellen ist so gewählt, dass der Generator des HKW Nord mit maximal ca. 5-8% seiner Nennleistung pro Schaltvorgang belastet wird.

Variante 1.1: Hartes Zuschalten des 20-kV-Netzes

Für diese Untersuchung wird das 20-kV-Netzsegment zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt mit den dazugehörigen Lasten „hart“ zugeschaltet. Dies bedeutet die Zuschaltung von ca. 4,5 MW oder 40% der Generatornennleistung (unter Berücksichtigung von CLPU). In der Simulation führt diese „harte“ Zuschaltung zu einem Zusammenbruch des Netzes. Es ist zu bemerken, dass die vorherigen Ergebnisse nur als Indiz genommen werden sollen, denn das Gasturbinenmodell ist für solche extremen Zustände nicht konzipiert. Bei den gegebenen Einstellungen des Generatorschutzes ist mit einer Trennung des Kraftwerks in Folge von Unterfrequenz zu rechnen.

Variante 1.2: Sukzessives Zuschalten des 20-kV-Netzes

In dieser Untersuchung wird der Schwarzstartpfad zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt durch sukzessives Zuschaltens von Leitungssegmenten unter Spannung gesetzt. Da die Einschwingvorgänge innerhalb von weniger als zwei Minuten abklingen, werden für die technische Simulation Schaltvorgänge im Abstand von jeweils zwei Minuten betrachtet. Aktuell ist kein fernwirktechnisches Schalten an diesen Stellen möglich. Entsprechende schwarzfallfeste Kommunikation wäre für diese Fall nachzurüsten. Die Schaltvorgänge wurden so ausgewählt, dass Lastblöcke, die ungefähr 5 bis 8% der installierten Leistung am HKW Nord entsprechen, sukzessiv zugeschaltet werden können. Die Transformatoren an den UWs Dresden-Neustadt und Nossener Brücke, sowie die 110-kV-Leitung werden gleichzeitig wiederversorgt, um den Ladestrom der Leitung zu reduzieren. Die nächsten Abbildungen zeigen die Schalteignisse bzw. den Frequenz- und Spannungsverlauf am Anschlusspunkt sowie die Wirk- und Blindleistung des HKW Nord.

Abbildung 10 Frequenzverlauf bis zur Wiederversorung des EB in Nossener Brücke

Die Frequenzeinbrüche aufgrund der sukzessiven Zuschaltung des 20-kV-Netzabschnittes bleiben alle über 49 Hz. Der Frequenzeinbruch aufgrund der Zuschaltung des Eigenbedarfs (Noss. Brücke) bleibt über 47,5 Hz. Es ist zu notieren, dass in der Simulation der gesamte Eigenbedarf schlagartig zugeschaltet wurde. In der Praxis wird diese Last angefahren. Der Eigenbedarf beträgt 3 MW bzw. 3,5 Mvar. Bei dem Spannungsverlauf ist zu notieren, dass es zu einer Spannungsanhebung aufgrund der Wiederversorgung der 110-kV-Leitung kommt. Obwohl der Effekt durch die Zuschaltung der Leitung mit den Transformatoren an den UWs Neustadt und Nossener Brücke kompensiert wird, kommt es trotzdem zu einer Spannungsanhebung. Nach der Transiente bleibt die Spannung leicht über dem Nominalwert. Nach der Wiederversorgung des Eigenbedarfs kommt es zu einem starken Spannungseinbruch, der schnell kompensiert wird. Trotz der Spannungsanhebung bzw. -einbruch bleiben die Spannungswerte innerhalb der ±10%-Toleranz. Abbildung 11 zeigt den kapazitiven Blindleistungsbedarf nach der Zuschaltung der Leitung.

Abbildung 12 Spannungsverlauf am Anschlusspunkt des HKW Nord

Abbildung 11 Wirk- und Blindleistung HKW Nord

Variante 1.3: Hochfahrnetz (Spannungsrampe)

Für diese Untersuchung wurde angenommen, dass eine Leitung ohne angeschlossene Lasten mit denselben Charakteristiken wie der Leitungsabschnitt zwischen Dresden-Neustadt (20 kV) und dem HKW Nord diese beiden Netzpunkte verbindet. Dies wäre auch der Fall, wenn alle Lasten in diesem Netzsegment getrennt werden könnten. Ein Schwarzstart mit einer Spannungsrampe (Hochfahrnetz) von ca. 10 Minuten wurde simuliert. In der Zeit t=1000s wurde der Eigenbedarf von Nossener Brücke zugeschaltet. In den folgenden Abbildungen werden die Frequenz und die Spannung am Anschlusspunkt des HKW Nord sowie die aus dem Synchrongenerator des HKW Nord eingespeiste Wirk- und Blindleistung gezeigt.

Abbildung 13 Ausgangsfrequenz HKW Nord

Abbildung 14 Wirk- und Blindleistung des HKW Nord während des Hochfahrnetzes (Variante 1.3)

Abbildung 15 Vergleich der Belastung des HKW Nord zwischen den Varianten 1.2 und 2

Die Spannungsrampe garantiert eine schonende Belastung des HKW Nord. Der Ladevorgang des Hochfahrnetzes geschieht ohne Schalttransiente. Der Frequenzeinbruch ist nicht von großer Bedeutung und wird nach wenigen Sekunden durch den Governor (Drehzahlregler) kompensiert, wie es in der Abb. 19 gezeigt wird. Es ist zu erwähnen, dass der Eigenbedarf schlagartig, wie in der vorherigen Untersuchung, wiederversorgt wurde.

Variante 2: Sukzessives Zuschalten des 20-kV-Netzes zwischen HKW Nord und Noss. Brücke

Für die Untersuchung der zweiten Variante als Schwarzstartpfad wurde nur das 20-kV-Netz berücksichtigt. Eine harte Zuschaltung dieses Netzabschnittes ist nicht realisierbar. Die Implementierung eines Hochfahrnetzes käme für diese Variante auch nicht in Frage. Es wird angenommen, dass die notwendige Schalttechnik für ein sukzessives Zuschalten von Leitungssegmenten vorhanden ist. In dieser Variante wird das 20-kV-Netz zwischen HKW Nord und Noss. Brücke über die Umspannwerke Dresden-Neustadt und Dresden-Mitte versorgt.

Zusammenfassung

Aus den Untersuchungen der zwei vorgeschlagenen Varianten mit den Alternativen für die Variante 1 kamen wir zu den folgenden Schlussfolgerungen:

- Ein hartes Zuschalten des 20-kV-Netzabschnittes ist prinzipiell nicht realisierbar und wäre eine extreme Belastung für den Generator des HKW Nord.
- Das sukzessive Zuschalten des 20-kV-Netzabschnittes zwischen HKW Nord und Dresden-Neustadt bedeutet die Einbringung von fernschaltbaren Schaltgeräten sowie entsprechender schwarzfallfester Kommunikationstechnik mit dazugehörigen Investitionskosten.

- Das sukzessive Zuschalten ist machbar. Lastblöcke, die ca. 5 bis 8% der Nennleistung des HKW Nord (0,56 bis 0,90 MW) entsprechen, sollen jeweils gemeinsam mit den betreffenden Leitungssegmenten versorgt werden.
- Die Varianten 1.1, 1.2 und 1.3 benötigen eine bedeutende Ladeleistung für die 110-kV-Leitung.
- Das Hochfahrnetz hat den Vorteil, dass die Gesamtbelastung des HKW Nord kleiner wird als im Fall der Variante 1.2 oder Variante 2. Dies geschieht aufgrund des kapazitiven Blindleistungsbedarfs der 110-kV-Leitung 9007.
- Das Hochfahrnetz (Spannungsrampe) garantiert eine schonende Belastung des HKW Nord und der Ladevorgang geschieht ohne Schalttransienten.

Simulation des Netzwiederaufbaus in Varianten bzgl. PV-Verfügbarkeit/Installation

Ausgangspunkt: Erste Gasturbine läuft in isochroner Drehzahlregelung bei Nenndrehzahl und mit technischer Mindestlast (durch am gleichen UW angeschlossene Mittelspannungsabgänge). Zwei weitere Gasturbinen sind verfügbar.

Simulationsschritte:

- Zuschalten weiterer Abgänge
- Synchronisation weiterer Turbinen in Leistungsregelung mit Frequenzeinfluss
- Sollwertänderungen der weiteren Turbinen zur Lastverteilung

Entscheidungen werden als Ereignisse für einen späteren Zeitpunkt in die Simulation eingefügt.

- Entscheidungsfindung alle 60 s
- Verzögerung für Entscheidungen: 1 s

Dynamische Simulationen erfolgen in DIGSILENT PowerFactory.

Ablaufsteuerung und Entscheidungsfindung durch Python-Skript

ɔildung 16 Ablauf der Gesamtsimulation mit übergeordneter ɔlaufsteuerung

Annahmen:

- Cold-Load-Pickup mit Überschwinger von 100% und Zeitkonstante von 15 Minuten
- Verhalten von PV-Anlagen bzgl. P(f) und Zuschaltgrau.
  dient ist der gleiche wie in aktueller Mittelspannungsrichtlinie,

Varianten:

a) Für alle Ausbauszenarien: Keine Photovoltaik verfügbar (z.B. Nacht)
b) 25%-Szenario: Installierte Leistung wie 2014, 100% verfügbar
c) 80%-Szenario: Installierte Leistung: 500% des Werts von 2014, 100% verfügbar

Strategie:

- Belasten der ersten Turbine bis 30 MW überschritten sind
- Synchronisation weiterer Turbinen (in Leistungsregelung mit Frequenzeinfluss) und Auflasten auf 30 MW
- Wenn alle (hier: 3) Turbinen synchronisiert und G11 bei mind. 30 MW: Zuschaltung weiterer Lasten und Erhöhung der Leistungssollwerte an G12 und G13 bis auf ca. 53 MW

Simulierte Dauer: jeweils 2 Stunden

Ergebnisse:

Tabelle 2 Simulationsergebnissse für unterschiedliche PV-Durchdringungen

Kenngröße	a) Keine PV	b) 100% PV	c) 500% PV
Frequenzbereich	49,861 Hz – 50,144 Hz	49,861 Hz – 50,143 Hz	49,73 Hz – 50,15 Hz
Maximale Frequenzänderung	122 mHz/s	132 mHz/s	285 mHz/s
Blindleistungsbereich der Generatoren	-15,3 MVar - 14,5 Mvar	-15,3 MVar – + 15,3 MVar	-15,3 MVar – + 13,9 MVar
Max. versorgte Last	139,3 MW	148,3 MW	159,2 MW
Max. dezentrale Erzeugung	0 MW	8,1 MW	42,5 MW
Inst. PV in Netzinsel	0 MW	8,6 MW	43,1 MW
Regelspielraum der Generatoren	+ 38,1 MW – - 134,9 MW	+ 37,1 MW – - 135,9	+60,0 MW – -113 MW

In keinem der Fälle wurden Spannungsbandverletzungen oder Leitungsüberlastungen festgestellt. In keinem Fall erreichte ein Stufensteller eine Extremposition. Abbildung 17, Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen jeweils den Leistungs- und Frequenzverlauf für die einzelnen Szenarien.

Abbildung 18 Leistungs- und Frequenzverlauf für Variante a (keine PV)

Abbildung 17 Leistungs- und Frequenzverlauf für Variante b (Stand 2014, 100 PV% verfügbar)

Abbildung 19 Leistungs- und Frequenzverlauf für Variante c (PV-Ausbau auf 500% gegenüber Stand 2014, 100% PV verfügbar)

Einbindung von Zeitreihen

Seitens der DREWAG wurden Lastprofile für verschiedene Kundentypen in 15-Minuten-Auflösung bereitgestellt sowie für alle betrachteten Abgänge die auf verschiedene Kundentypen entfallende Jahresenergiemenge.

Voruntersuchung zur zeitlichen Auflösung

Seitens der ENSO wurden Zeitreihen der PV-Einspeisung einer Einzelanlage mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Minute (jeweils als Minimum, Maximum und Mittelwert der Minute) zur Verfügung gestellt.

Zur Abschätzung, inwieweit sich Daten mit dieser zeitlichen Auflösung für die geplanten Untersuchungen eignen, wurden Simulationsuntersuchungen anhand vorliegender Wirkleistungszeitreihen [6] einer Einzelanlage mit 1s-Auflösung durchgeführt:

Zunächst wurden 1-Minuten-Mittelwerte der Erzeugung gebildet. Abbildung 20 zeigt den zeitlichen Verlauf als Sekunden- und als Minutenmittelwerte.

Abbildung 20 Einspeisezeitreihe einer Einzelanlage in Sekunden- und Minutenauflösung für wechselhafte Zeitspanne

In einem nächsten Schritt wurde zur Annäherung eines räumlich ausgedehnten Netzgebiets angenommen, dass sich die Erzeugung aus 10 Einzelanlagen zusammensetzt, deren Einspeisezeitreihen zeitlich verschoben sind. Als Verschiebung wurden 10 Zeiten als normalverteilte Zufallsvariablen (Mittelwert 0, Standardabweichung 30s) gewählt.

Abbildung 21 zeigt zusätzlich zu den Sekunden- und Minutenmittelwerten auch die Zeitreihe, die sich aus der Addition der verschobene Sekunden-Zeitreihen ergibt.

Abbildung 21 Einspeisezeitreihe einer Einzelanlage in Sekunden- und Minutenauflösung sowie Summe verschobener Sekunden-Werte

In der Folge wurde die Wechselwirkung zwischen einer Last (5 MW, nicht zeitveränderlich), einer kumulierten Erzeugung (5 MW Nennleistung) sowie dem Elektrodenkessel (hier ohne Regelung lediglich als spannungsabhängige Last von 20 MW) untersucht.

Abbildung 22 zeigt den zeitlichen Verlauf der Frequenz für einen simulierten Zeitabschnitt von 30s. Die Kurven unterscheiden sich dabei lediglich hinsichtlich der zeitlichen Auflösung der PV-Wirkleistungszeitreihe.

Erkennbar ist, dass die Höhe der Ausschläge für die Sekunden-Zeitreihe erheblich größer (-42 mHz bis + 104 mHz) ist. Die Simulation auf Basis der Minuten-Mittelwerte und die Simulation auf Basis der Summe der zeitlich verschobenen Einzelwerte liegen hingegen hinsichtlich der Frequenzausschläge in der gleichen Größenordnung (-28 mHz bis +31 mHz bzw. -26 mHz bis + 40 mHz).

Abbildung 22 Zeitlicher Verlauf der Frequenz bei Parallelbetrieb fluktuierender Erzeugung mit Gasturbine bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung der Erzeugungszeitreihen

Vor diesem Hintergrund scheint die Annahme gerechtfertigt, dass Minuten-Mittelwerte einer Einzelanlage zumindest keine übermäßig optimistische Annahme hinsichtlich der Stetigkeit der Wirkleistungseinspeisung von räumlich verteilten PV-Anlagen innerhalb einer Abgangs sind.

Auswirkungen fluktuierender Einspeisung und Beitrag des Elektrodenkessels

In der oben beschriebenen Simulation wurde nun die Regelung des Elektrodenkessels verändert:
Als Einspeisezeitreihe wurden die 10 verschobenen Sekunden-Zeitreihen (Grüne Linie von oben) verwendet.

Für die frequenzabhängige Leistungsregelung des Elektrodenkessels wurden drei verschieden Varianten untersucht:

- Keine Regelung
- Leistungsregelung mit 100 %/Hz und 250 %/H
- Jeweils mit und ohne ein Totband von 10 mHz Breite

Abbildung 24 zeigt den Verlauf der Wirkleistung von Gasturbine und Kessel bzw. die Frequenz für einen Gradienten von 250 %/Hz (entsprechend dem Angebot der gesamten Leistung zwischen 49,8 und 50,2 Hz). Zu beachten ist dabei, dass die Leistung der Gasturbine im Erzeuger- und die Leistung des Elektrodenkessels im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt ist. Erkennbar ist, dass Ausmaß und Änderungsrate der von der

Gasturbine zu liefernden Leistungsgradienten bei Einsatz des Elektrodenkessels geringer ausfallen. Das Totband bewirkt, dass in einem schmalen Bereich um die Nennfrequenz von 50 Hz (zwischen 49,99 und 50,01 Hz) die Leistungsänderungen vollständig von der Gasturbine geliefert werden.
Abbildung 23 zeigt den zugehörigen Frequenzverlauf. Wie erwartet wirkt ein Einsatz des Elektrodenkessels dämpfend auf die Frequenzausschläge.

Abbildung 23 Frequenzverlauf bei unterschiedlichem Einsatz des Elektrodenkessels und fluktuierender dezentraler Einspeisung

Abbildung 24 Leistungsverlauf der Turbine (durchgezogen) und des Elektrodenkessels (gestrichtelt) bei unterschiedlichem Einsatz des Elektrodenkessels und fluktuierender dezentraler Einspeisung

Simulation des Netzwiederaufbaus unter Berücksichtigung von Einspeise- und Lastprofilen

Die Simulation für Variante C (maximaler PV-Zubau) wurde ebenfalls unter Berücksichtigung von Einspeise- und Lastprofilen durchgeführt.

Dazu wurden die von der DREWAG NETZ bereitgestellten Lastprofile für die Typtage verwendet.

Einspeiseprofile

Zur Ermittlung von Einspeisezeitreihen wurde die installierte PV-Leistung mit der Einspeisezeitreihe eines PV-Parks im Umland (bezogen auf die Nennleistung des Parks) multipliziert. Die Einspeisezeitreihe des Parks liegt auf Minutenbasis vor und wurde auch in dieser Auflösung verwendet.

Gemäß obiger Abschätzung dürften die im Stadtgebiet aufgrund der räumlich verteilten Einspeisung auftretenden Gradienten der eingespeisten Leistung bei Verwendung von Minuten-Mittelwerten insgesamt eher über- als unterschätzt werden.

Simulation

Die folgende Abbildung zeigt den simulierten Verlauf von Einspeisung, Verbrauch und Frequenz für den Startzeitpunkt 13:30 mit dem Einspeiseprofil vom 10. Juni 2017 (im Folgenden „Tag 1“) und Lastzeitreihen für den Typtag „WinterMax“.

Erkennbar ist, dass die Frequenzschwankungen aufgrund der Leistungsgradienten der PV-Einspeisung sich in etwa im Bereich +/-100 mHz bewegen.

Wegen der zeitweise geringen Auslastung der in Drehzahlregelung befindlichen Turbine G11 sollte eine Verringerung der Leistungssollwerte der in Leistungsregelung befindlichen Gasturbinen durchgeführt werden, um einen größeren Regelspielraum zu erhalten. Eine weitere Ausweitung der Netzinsel aufgrund der durch Photovoltaik zur Verfügung stehenden Wirkleistung ist bei wechselhaften Bedingungen nicht möglich, da stets entsprechende Reserven der Gasturbine vorgehalten werden müssen.

Abgesehen vom damit verbundenen organisatorischen Aufwand wird dieser Schritt nicht als (technische) Herausforderung angesehen und wurde daher nicht näher simulativ untersucht.

Abbildung 25 Leistungs- und Frequenzverlauf für stark schwankende PV-Einstrahlung im 500 %-Szenario

Variation des Startzeitpunkts

Um Wechselwirkungen und mögliche ungünstige Überlagerungen von Schaltentscheidungen und Einstrahlungsänderungen zu berücksichtigen und einen Vergleich mit und ohne PV-Einspeisung zu ermöglichen, wurde obige Simulation für den aktuellen Zustand und das maximale PV-Zubauszenario (100% PV bzw. 500% installierte PV-Leistung) für alle Kombinationen aus Startzeitpunkten und Tagen im 30-Minuten-Raster durchgeführt. Dabei wurden wegen der Simulationsdauer von zwei Stunden und dem Vorliegen von Profilen jeweils nur für Fenster von 24 Stunden lediglich Startzeitpunkte zwischen 00:00 und 22:00 Uhr berücksichtigt.

Dabei wurden keine Verletzungen kritischer Grenzen festgestellt. Die Schwankungsbreite der Frequenz liegt an den wechselhaften Tagen tagsüber etwas höher als nachts und bei stärkerem PV-Zubau tagsüber etwas höher als ohne Zubau.

Die minimalen Frequenzen treten dabei stets nach der Zuschaltung von Abgängen in einer frühen Phase, noch bevor der zweite Generator am Netz ist, auf. Zu diesem Zeitpunkt ist die dezentrale Einspeisung in allen Fällen sehr gering. Die Minimalwerte unterscheiden sich daher praktisch nicht. Sie liegen für beide Varianten des PV-Ausbaus je nach Tageszeit zwischen 49,58 Hz und 49,75 Hz.

Die maximal auftretenden Frequenzen (plötzlicher Lastwegfall wurde hier nicht betrachtet) liegen bei 50,0958 Hz ohne bzw. 50,0964 Hz mit maximalem PV-Zubau. Auch hier scheint der Einfluss der PV-Zuschaltungen und der schwankenden Einspeisung vernachlässigbar. Im Fall eines plötzlichen Wegfalls von Last werden die Frequenzausschläge durch höhere PV-Installation nach aktuellen Richtlinien gedämpft und so die Robustheit des Systems verbessert [3].

Abbildung 26 zeigt beispielhaft die Verteilung der Frequenzen für den aktuellen Ausbauzustand (rot) und den maximalen PV-Ausbau (Variante C, blau) für den PV-Verlauf Tag1 (aus [6]) und den Lastverlauf SommerMax (ein Typtag aus 2017):

Abbildung 26 Frequenzbereicht für Netzwiederaufbau bei unterschiedlichem PV-Ausbau für den Typtag SommerMax und den PV-Verlauf aus [6]

Auswirkung der P(f)-Kennlinie bei plötzlichem Wegfall von Last

Es wurde für einzelne während des Netzwiederaufbaus zusätzliche angenommene Störungen (z.B. Schutzauslösung an einem HS/MS-Trafo mit daraus resultierendem schlagartigen Lastabfall) die Auswirkung möglicher anderer Parameter der P(f)-Kennlinie der PV-Einspeiser untersucht. Diese Untersuchung ist (anhand eines abgewandelten generischen Aufbaus) in [3] veröffentlicht.

Einbeziehung von Windparks

Wind-Zeitreihen für die Windparks Heynitz und Seeligstadt stehen als Messwerte eines wechselhaften Tages aus dem Jahr 2017 zur Verfügung.

Für einen stabilen Betrieb der Netzinsel sollte die Einspeiseleistung auf den geringsten erwarteten Wert begrenzt werden um Schwankungen zu vermeiden. Unter der Annahme, dass Prognosen aus dem Energiehandel auf 15-Minuten-Basis zur Verfügung stehen, wurde untersucht, welche Schwankungen verbleiben, wenn die Einspeiseleistung auf den kleinsten 15-Minunten-Mittelwert der nächsten zwei Stunden begrenzt wird.

Die größte Schwankung wurde für den Windpark Heynitz für den Startzeitpunkt 12 Uhr gefunden. Der kleinste 15-Minuten-Mittelwert der Einspeiseleistung zwischen 12 und 14 Uhr beträgt 30,9 % der Nennleistung. Der kleinste 1-Minuten-Mittelwert beträgt in diesem Zeitintervall 21,9 %.

Für den Windpark Seeligstadt ist die Abweichung für den Startzeitpunkt 13 Uhr am größten: Der kleinste 15-Minuten-Mittelwert der Einspeiseleistung zwischen 13 und 15 Uhr beträgt 40,6 % der Nennleistung. Der kleinste 1-Minuten-Mittelwert beträgt in diesem Zeitintervall 26,7 %.

Für die Summe beider Windparks (bezogen auf die Summe der Nennleistungen) fällt die relative Schwankung geringer aus:

Die maximale Abweichung tritt hier für den Startzeitpunkt 12 Uhr auf. Der kleinste 15-Minuten-Mittelwert beträgt 32,3 % der Nennleistung, der kleinste 1-Minuten-Wert 27 %.

Abbildung 27 zeigt den Zeitverlauf der Einspeiseleistung, wenn diese auf den kleinsten 15-Minuten-Mittelwert begrenzt wird für den Windpark Heynitz:

Abbildung 27 Wirkleistungsverlauf mit und ohne Begrenzung auf kleinsten 15-Minuten-Mittelwert

Erkenntnisse

Aufbauend auf die verschiedenen in der Fallstudie 4.1.1: Verteilungsnetz Stadt gewonnenen Simulationsergebnisse, wurden gemeinsam mit der DREWAG NETZ GmbH die folgenden Erkenntnisse, Anforderungen und Empfehlungen abgeleitet bzw. weiterer Forschungsbedarf ermittelt.

Grundsätzlich ist das aktuelle Netz der Stadt Dresden den aktuellen Herausforderungen gewachsen und auch ein weiterer Ausbau von DEA stellt keine Gefahr für den Netzwiederaufbau dar. Aber der Netzwiederaufbau bzw. Inselbetrieb wird sich verändern. Durch größere Anzahl an Teilnehmern und deren Volatilität, wird der gesamte Prozess kleinteiliger und aufwendiger, nicht nur in der Durchführung sondern auch in der Vorbereitung.

Die Zunahme der Kleinteiligkeit spiegelt sich vor allem im alternativen Schwarzstart wieder, welcher auch symbolisch für die Veränderung des Netzes steht. So besitzt das HKW Nord nicht nur eine deutlich geringere Leistung als das PSW, es befindet sich auch auf einer unterlagerten Netz-Ebene, wie es auch bei den meisten DEA der Fall ist. Um dennoch den Schwarzstart zu ermöglichen, muss nicht nur das HS-Netz komplett freigeschalten und in einen definierten Zustand gebracht werden, sondern auch der betroffene MS-Ring.

Wenn nun der Netzwiederaufbau durchgeführt wird, verändern die DEA das bisherige Einschwingverhalten und steigern die Volatilität im Netz. Aufgrund der hohen Volatilität der DEA sind genaue Prognosen der zur Verfügung stehenden Energie notwendig. Solang eine Integration von DEA ohne zuverlässige Leistung stattfindet, wird der gewonnene Leistungspuffer zur Frequenzstabilisierung benötigt. Hierdurch ist keine Erweiterung der Netzinsel möglich. Gegebenenfalls könnten sich die DEA aber positiv auf die gesicherte Abnahmemenge der Wärme auswirken.

Der Fokus des gesamten Forschungsvorhabens lag auf den Auswirkungen der DEA auf das Stromnetz, allerdings besteht permanent eine gegenseitige Beeinflussung bzw. Abhängigkeit der verschiedenen Medien zu einander. Diese Abhängigkeiten sollten weiter beleuchtet werden. Innerhalb des Projektes wurden dabei zwei Fragen besonders diskutiert, jedoch nicht abschließend erörtert. Was bedeutet sichere und zuverlässige IKT? Wie Schwarzstartfest bzw. Anfahrfest ist das Wärmenetz? Hier sind aufbauende bzw. vertiefende Untersuchungen erforderlich.

Einer der wichtigsten Punkte muss allerdings in der Politik diskutiert werden. Wie und in welcher Art wird diese Systemdienstleistung vergütet. Denn zu den wesentlichen Aufgaben eines Netzbetreibers gehört die wirtschaftliche Versorgung der Bevölkerung.

Quellen

[1] H. Weber und M. Krüger, „Simulationsuntersuchungen als Vorbereitung für praktische Versuche zum Netzwiederaufbau im Netz der DREWAG mit dem PSW Niederwartha und dem HKW Nossener Brücke," Bericht der Steinbeis GmbH & Co. für Technologietransfer, Rostok, August 2012.

[2] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory,* Version 2016.

[3] C. Hachmann, G. Lammert, D. Lafferte und M. Braun, „ Power System Restoration and Operation of Island Grids with Frequency Dependent Active Power Control of Distributed Generation," in *NEIS-Conference*, Hamburg, 2017.

[4] VDN, *TransmissionCode 2007,* VDN Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, August 2007.

[5] G. Lammert, A. Klingmann, C. Hachmann, D. Lafferte, H. Becker, T. Paschedag, W. Heckmann and M. Braun, "Modelling of Active Distribution Networks for Power System Restoration Studies," in *10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems (CPES), September 4-6, 2018.*, Tokyo, 2018.

[6] N. Gerisch, „Plausibilisierung von Messdaten aus einem Niederspannungsnetz und Auswertungen zur Photovoltaik-Einspeisung," *Master thesis at Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology,* 2015.

[7] W. Rowen, "Simplified mathematical representations of heavy-duty gasturbines," *Journal of Engineering Power,* vol. 105, pp. 865-869, 1983.

[8] L. Meegahapola, "Characterisation of gas turbine dynamics during frequency excursions in power networks," *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 8, no. 10, pp. 1733-1743, 2014.

[9] L. Hajagos and G. Bérubé, "Utility experience with gas turbine testing and modelling," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 2001*, Columbus, OH, USA, 2001.

[10] "Dynamic models for combined cycle plants in power system studies," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 9, no. 3, pp. 1698-1708, 1994.

H Bewertungsverfahren Inselnetzbildung im Verteilnetz

Automatisierte Netzanalyse zur Bewertung der Möglichkeiten zum Aufbau eines Inselnetzes

Fraunhofer
IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE

BEWERTUNGSVERFAHREN INSELNETZBILDUNG IM VERTEILNETZ

Automatisierte Netzanalyse zur Bewertung der Möglichkeiten zum Aufbau eines Inselnetzes

BEWERTUNGSVERFAHREN INSELNETZBILDUNG IM VERTEILNETZ

Automatisierte Netzanalyse zur Bewertung der Möglichkeiten zum Aufbau eines Inselnetzes

M.Sc. Daniel Lohmeier

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
in Kassel

Inhalt

1 Einleitung ... 5
1.1 Motivation und Ziele der Untersuchungen ... 5
1.2 Allgemeines Vorgehen: Bildung von Use Cases ... 5

2 Analysesoftware ... 6

3 Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage ... 8
3.1 Kurzbeschreibung ... 8
3.2 Ziele der Untersuchungen ... 8
3.3 Leitfragen ... 8
3.4 Methodik ... 9
3.5 Wesentliche Erkenntnisse ... 9

4 Use Case Inselnetz Niederspannung mit Batterie und netzbildendem Wechselrichter ... 12
4.1 Kurzbeschreibung ... 12
4.2 Ziele der Untersuchungen ... 13
4.3 Leitfragen ... 13
4.4 Methodik ... 13
4.4.1 Zeitreihenanalyse ... 13
4.4.2 Lineare Optimierung ... 15
4.5 Wesentliche Erkenntnisse ... 16

5 Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage ... 18
5.1 Kurzbeschreibung ... 18
5.2 Ziele der Untersuchungen ... 18
5.3 Leifragen ... 19
5.4 Methodik ... 19
5.5 Wesentliche Erkenntnisse ... 21

6 Literatur ... 22

1 Einleitung

1.1 Motivation und Ziele der Untersuchungen

Ziel der Übertragbarkeitsanalyse im Kontext des Projekts Netz:Kraft ist es, die Erkenntnisse aus den Fallstudien zu nutzen und damit Inselnetzkonzepte auf weitere Verteilnetze zu übertragen. Dazu wurde ein Tool geschaffen, welches die Möglichkeiten zur Umsetzung der in den Fallstudien analysierten Vorgehensweisen untersucht. Mit dem Tool wird eine bilanzielle Untersuchung unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen durchgeführt, wie dem Verhalten dezentraler Erzeuger und den Anforderungen von Schwarzstarteinheiten. Dabei wurde der Fokus auf die Beantwortung folgender Fragen gelegt:

- Wie müssen Schwarzstarteinheiten je nach Ausfallszenario ausgelegt werden?
- Welches Inselnetzkonzept ist generell umsetzbar? Wie groß sind die versorgbaren Lasten in unterschiedlichen Ausfallszenarien?
- Welchen Beitrag können dezentrale Erzeuger bei der Bildung von Verteilnetzinseln leisten?

Das geschaffene Tool soll helfen für unterschiedliche Netzgebiete einen Eindruck zu erhalten, welche Netzwiederaufbaukonzepte dort grundsätzlich möglich sind. Dazu wurde in den Untersuchungen Wert auf die Visualisierung gelegt. Durch die Untersuchung von Sensitivitäten hinsichtlich verschiedener Parameter, wie der installierten Leistung aus Dezentralen Erzeugungsanlagen, der Netztopologie oder der Fernschaltbarkeit bestimmter Schalter im Netz, kann das Tool zudem bei der Planung unterstützen.
Um eine grundlegende Aussage über die Qualität eines bestimmten Konzeptes machen zu können, sollten möglichst viele unterschiedliche Szenarien untersucht werden. Im Folgenden wird der Begriff Ausfallszenario so genutzt, dass mit einem Ausfallszenario stets ein Ausfall mit einem festgelegten Startzeitpunkt und einer festgelegten Dauer gemeint ist. Bei einer Analyse verschiedener Ausfallszenarien werden also Ausfälle zu unterschiedlichen Zeitpunkten oder mit unterschiedlicher Dauer betrachtet.

1.2 Allgemeines Vorgehen: Bildung von Use Cases

Um die zuvor genannten Ziele zu erreichen, wurden aus den Fallstudien Regeln für die vereinfachte Potenzialuntersuchung abgeleitet, welche auf weitere Netze übertragbar sind. Es wurden drei Use Cases abgeleitet, für welche Potenzialanalysen durchgeführt werden sollten, und die jeweils für ein spezifisches Inselnetzkonzept stehen:

1. Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage
2. Inselnetz Niederspannung mit Batterie und netzbildendem Wechselrichter
3. Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage

Die ersten beiden Use Cases sind lediglich auf Niederspannungsnetze (NS-Netze) anwendbar und haben somit einen kleinen Wiederversorgungsbereich. Im dritten Use Case werden Mittelspannungsnetze (MS-Netze) mit unterlagerten NS-Netzen integriert analysiert, wodurch sich deutlich komplexere topologische Randbedingungen ergeben. Dennoch gilt für alle Use Cases, dass die Untersuchungen nicht darauf abzielen alle Vorgänge während einer Wiederversorgung im Detail zu analysieren, sondern lediglich eine bilanzielle Machbarkeit der Versorgung des Inselnetzes mit den vorhandenen Ressourcen. Weitere Schritte zu genauen Umsetzung eines Inselnetzkonzeptes mit dynamischen Simulationen und Schutzuntersuchungen sollten sich dort anschließen, wo entsprechendes Potenzial erkannt wird. Die Übertragbarkeitsanalyse kann also

einen Hinweis darauf geben, an welchen Stellen solche komplexen und aufwändigen weitergehenden Simulationen sinnvoll sind.
Im Folgenden werden die Use Cases sowie die daraus abgeleiteten Methoden der Netzanalyse vorgestellt. Dabei wird jeweils eine kurze Einführung in den Untersuchungsgegenstand des Use Case sowie wichtige Randbedingungen gegeben. Dann werden die spezifischen Leitfragen und Ziele erörtert. Schließlich wird die jeweilige Methodik erläutert und anhand beispielhafter Ergebnisse veranschaulicht. Für die Auswertung stand im Projekt eine große Menge Netzdaten zur Verfügung, welche teilweise weiter aufbereitet werden mussten. Die hier vorgestellten Ergebnisse beruhen auf einer Auswahl aus ca. 1500 NS-Netzen und ca. 10 MS-Netzen.

2 Analysesoftware

Die Methoden zur Analyse von Netzen hinsichtlich ihrer Inselnetzfähigkeit sind stark abhängig vom jeweiligen Use Case. Jedoch sind verschiedene ähnliche Schritte bei allen drei definierten Use Cases angewandt worden und in allen Fällen werden ähnliche Daten benötigt. In diesem Kapitel soll der Rahmen der geschaffenen Software mit den Anforderungen an die Eingangsdaten grob dargestellt werden.
Die Software ist in Python programmiert und basiert in weiten Teilen auf den Datenanalysepaketen Pandas [2] und Numpy [1]. Zudem werden Netzmodelle verwendet, die im Format des Programms *pandapower* [3] zur Verfügung gestellt werden. *pandapower* ist ein am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel entwickeltes Open Source Tool und erlaubt neben Netzberechnungen auch topologische Analysen, Zustandsschätzung und Kurzschlussrechnungen. Ein großer Vorteil ist die Möglichkeit Netzdaten aus anderen kommerziellen Netzberechnungstools wie NEPLAN oder PSS SINCAL zu konvertieren und somit ein einheitliches Format für die Eingangsdaten der Netzanalyse bereit zu stellen. Im Rahmen des Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage wurden auch topologische Untersuchungen mit *pandapower* durchgeführt.
Die wesentlichen Schritte mit den benötigten Eingangsdaten sind in Abbildung 1 dargestellt. Der erste Schritt der Netzanalyse besteht in allen drei Use Cases in der Generierung von Erzeugungs- und Lastzeitreihen für ein Jahr, das analysiert werden soll. Die Zeitreihen haben eine zeitliche Auflösung von 15 min und basieren auf Standardlast- und –einspeiseprofilen und – soweit vorhanden – auf Daten der Registrierenden Leistungsmessung (RLM). Zur Generierung der Profile aus Standardlastprofilen sind zudem Jahresverbrauchswerte notwendig, sodass die Netzmodelle mit Daten aus dem Abrechnungssystem verschnitten werden. Falls diese nicht vorhanden sind, oder um eine stärkere Streuung der Profile zu erreichen, kann auch ein am Fraunhofer IEE entwickelter Lastprofilgenerator genutzt werden. Dieser Lastprofilgenerator erstellt mit Hilfe von Gerätedaten und Einschaltwahrscheinlichkeiten probabilistische Profile für unterschiedliche Haushaltstypen [4]. Die Ausgangsleistung von PV-Anlagen kann zudem mit Hilfe des Tools aus Strahlungsdaten ermittelt werden. Dies ist besonders hilfreich, wenn ein zukünftiges Szenario mit neuen Anlagen betrachtet wird, für die es keine Messdaten gibt. Die so erstellten Lastprofile werden in einem geeigneten Format anlagenscharf für die weitere Analyse gespeichert.
Die weiteren Schritte unterscheiden sich in den verschiedenen Use Cases. Bei den Analysen von reinen NS-Netzinseln ist der nächste Schritt die Aggregation der Last- und Erzeugungszeitreihen. Beim Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage müssen für die topologische Analyse typischerweise die Netzmodelle eines MS-Netzes mit den Netzmodellen aller unterlagerten NS-Netze zusammengeführt werden.

Abbildung 1: Flussdiagramm der Zeitreihenanalyse mit den verwendeten Eingangsdaten und den Verarbeitungsschritten im Falle von Betrachtungen von Niederspannungs-Inselnetzen und von Netzwiederaufbau in der Mittelspannung.

Da die Netzanalyse möglichst fundiert Aussagen für verschiedene Ausfallszenarien treffen soll, werden die Analysen in allen Use Cases für jeden möglichen Ausfallzeitpunkt des Jahres mit unterschiedlicher Ausfalllänge durchgeführt. Die ursprünglichen Zeitreihen werden dafür transformiert, um am Ende Ergebnisse für jeden möglichen Ausfallzeitpunkt zu erhalten. Das Prinzip dieses Vorgehens ist in Abbildung 2 für den einfachen Fall der maximalen während der Ausfalldauer auftretenden Leistung dargestellt.

Zeit	P [kW]
01.01. 00:00	12,5
01.01. 00:15	12,8
01.01. 00:30	14,3
01.01. 00:45	15,3
01.01. 01:00	13,8
01.01. 01:15	13,8
01.01. 01:30	14,2
01.01. 01:45	13
01.01. 02:00	14,3
01.01. 02:15	13,5
01.01. 02:30	14,7
01.01. 02:45	13,5
01.01. 03:00	14,5
01.01. 03:15	13,7
...	...

Zeit	P1	P2	P3	P4
01.01. 00:00	12,5	12,8	14,3	15,3
01.01. 00:15	12,8	14,3	15,3	13,8
01.01. 00:30	14,3	15,3	13,8	13,8
01.01. 00:45	15,3	13,8	13,8	14,2
01.01. 01:00	13,8	13,8	14,2	13
01.01. 01:15	13,8	14,2	13	14,3
...	...	...	...	...

Zeit	P1	P2	...	P8
01.01. 00:00	12,5	12,8	...	13
01.01. 00:15	12,8	14,3	...	14,3
01.01. 00:30	14,3	15,3	...	13,5
01.01. 00:45	15,3	13,8	...	14,7
01.01. 01:00	13,8	13,8	...	13,5
01.01. 01:15	13,8	14,2	...	14,5
...	...	...	...	...

Zeit	P_{max} 1h	P_{max} 2h
01.01. 00:00	15,3	15,3
01.01. 00:15	15,3	15,3
01.01. 00:30	15,3	15,3
01.01. 00:45	15,3	15,3
01.01. 01:00	14,2	14,7
01.01. 01:15	14,3	14,7
01.01. 01:30	14,3	14,7
01.01. 01:45	14,7	15

Abbildung 2: Prinzip der Zeitreihenanalyse. Für jede zu betrachtende Ausfalldauer (hier in rot für 1 Stunde und in blau für 2 Stunden dargestellt) wird eine Tabelle im Zwischenschritt erstellt, aus der für jeden möglichen Startzeitpunkt eine Berechnung durchgeführt wird. Hier ist der einfache Fall der Berechnung der jeweils maximalen im Ausfallzeitraum auftretenden Leistung abgebildet.

3 Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage

3.1 Kurzbeschreibung

Dieser Use Case bezieht sich auf eine Fallstudie, die untersucht, wie die im Netz vorhandene Photovoltaik (PV)-Einspeisung eine im NS-Netz aufgestellte Netzersatzanlage (NEA) bei der Versorgung im Ausfall unterstützen kann. Hierbei handelt es sich also um die Wiederversorgung eines einzelnen NS-Netzes mit Hilfe einer NEA, welche heutzutage rein auf die Versorgung der Last ausgelegt ist. In der Fallstudie wurde untersucht, wie sich eine Änderung der NEA-Regelung auf die Stabilität der Netzinsel auswirkt. Da die NEA eine technische Mindestlast hat, unterhalb derer sie möglichst wenig betrieben werden sollte, dürfen die dezentralen Erzeuger nicht beliebig einspeisen und müssen notfalls abgeregelt werden. Dies ist in der Fallstudie durch Einbeziehung einer speziellen f(P)-Kennlinie der NEA im droop-Modus umgesetzt worden. Diese f(P)-Kennlinie sorgt dafür, dass die Frequenz bei Unterschreitung ihrer technischen Mindestlast ansteigt, sodass die dezentralen Erzeuger ihre Einspeisung entsprechend den geltenden Netzanschlussrichtlinien anpassen und somit ein dauerhafter Betrieb der NEA im Niedriglastbereich vermieden wird.
In diesem Use Case wird untersucht, welchen Beitrag unter diesen Bedingungen die dezentralen Erzeuger leisten können. Dabei wird davon ausgegangen, dass die technische Umsetzbarkeit gegeben ist, d.h. die NEA kann die entstehenden Lastsprünge aufnehmen und Lastgradienten abfangen, und die Anlagen im Netz verhalten sich in Konformität mit den Netzanschlussbedingungen. Zur Vereinfachung wurde für alle Anlagen eine P(f)-Charakteristik gemäß VDE-AR 4105 unterstellt, welche in der Mitte von Abbildung 3 dargestellt ist. Die Übertragbarkeit ergibt sich aus der Anwendbarkeit auf unterschiedlichste NS-Netze und der Möglichkeit auf diese Weise Netze mit ähnlichen Verhaltensweisen zu identifizieren.

3.2 Ziele der Untersuchungen

Vordergründiges Ziel der Untersuchung ist es den Beitrag der dezentralen Erzeuger zur Aufrechterhaltung des Inselnetzes zu analysieren. Dabei kann z.B. ermittelt werden, wie viel Energie die dezentralen Erzeuger je nach Ausfallszenario bereitstellen können, um den Einsatz von Treibstoff für die NEA zu reduzieren. So können auch auf einfache Weise Gebiete ermittelt werden, in denen sich der Einsatz eines Dieselaggregates mit entsprechend angepasster Regelung lohnt.
Ein wichtiges Ziel ist dabei eine sinnvolle grafische Darstellung der Ergebnisse zu finden, um möglichst plastisch die Herausforderungen der Wiederversorgung und den möglichen Beitrag der dezentralen Erzeuger zu veranschaulichen. Der Erkenntnisgewinn soll auch darin liegen für viele verschiedene Fälle das Zusammenspiel von dezentralen Erzeugern und NEA zu analysieren und so einen Eindruck dafür zu bekommen, in welchen Fällen und bei welchen Verhältnissen von installierter Leistung das Konzept sinnvoll ist und wann nicht. Darauf kann auch eine Kosten-Nutzen-Analyse basieren. Einige beispielhafte Ergebnisse sind im Abschnitt 3.4 zur Methodik dargestellt.

3.3 Leitfragen

- Wie groß ist das Potenzial der dezentralen Erzeuger bei der Versorgung eines bzw. mehrerer Netze durch eine NEA?
- Welche Grenzen werden durch die technischen Randbedingungen gesetzt?
- Gibt es Netze, die sich besonders gut für diesen Use Case eignen?
- Welchen Einfluss hat der Zubau von DEA auf die Machbarkeit?
- Können dezentrale Erzeuger in Notfallplänen berücksichtigt werden?

3.4 Methodik

Die Methodik teilt sich in zwei Schritte: Der erste Schritt besteht in der Generierung von Zeitreihen für Erzeuger und Lasten in einem Niederspannungsnetz und wurde bereits ausführlich in Kapitel 2 erläutert. Der zweite Schritt besteht in der eigentlichen Analyse und soll wird im Folgenden näher beschrieben.

Die mit einer Auflösung von 15 min anlagenscharf erstellten Zeitreihen werden zunächst für das gesamte NS-Netz aggregiert. Die Analyse hinsichtlich des Einsatzes einer NEA errechnet für jeden möglichen Startzeitpunkt des Jahres für eine Ausfalldauer (z.B. 6 Stunden) die von der NEA bereitzustellende maximale Leistung und Gesamtenergie. Dabei wird berücksichtigt, dass die NEA stets ihre Mindestlast abdeckt und die dezentralen Erzeuger so weit wie nötig abgeregelt werden. Es wird angenommen, dass sich die dezentralen Erzeuger gemäß der neuesten Anschlussrichtlinie verhalten, die in Abbildung 3 dargestellt ist [5]. Das heißt, dass sie im Bereich bis 51,5 Hz auf bis zu 48 % ihrer Nennleistung abregeln und oberhalb dessen komplett abschalten, was dann der Fall ist, wenn oberhalb dieser Frequenz die Mindestlast der NEA noch nicht gedeckt ist. In der Realität müssen die im Netz angeschlossenen Anlagen jedoch nicht diese Richtlinien erfüllen, wenn bei Anschluss noch eine frühere Version der Anschlussrichtlinie gültig war. Somit ist der betrachtete Fall ein best-case Szenario. Da die Größe der NEA und ihre Mindestlast dabei eine wichtige Rolle spielen, können die Größen im Tool variabel eingestellt werden. Es ist möglich die NEA anhand der Lastspitze im Jahr auszulegen, anhand der mindestens zu deckenden Last für einen Ausfallzeitraum oder die Nennleistung direkt anzugeben. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Rechenvarianten.

Zur Bewertung des Einsatzes einer NEA mit Regelung zur Einbeziehung der dezentralen Erzeuger wird verglichen, welche Leistung und Energie die NEA mit und ohne Einbeziehung dezentraler Erzeugung je nach Ausfallszenario bereitstellen muss. Beispielhaft ist dies für ein NS-Netz mit 225 kW Spitzenlast und ca. 200 kVA installierter PV-Leistung untersucht worden. Insgesamt gibt es in diesem Netz ca. 50 angeschlossene Kunden, von denen ein Großteil aus Haushalten besteht. Die Größe der NEA wird hier anhand der Spitzenlast ausgelegt mit einer Leistung von 225 kW und einer Mindestlast von 67,5 kW. In den Abbildungen 4 und 5 sind die Ergebnisse für Ausfälle von 6 bzw. 12 Stunden dargestellt. Dabei sind die Werte analog zu einer Jahresdauerlinie nach Werten absteigend sortiert worden, um das Auftreten jedes Wertes zu zeigen. So ist leicht ersichtlich, dass der größte Teil der Ausfälle von 6 Stunden weniger als 1 MWh Energie aus der NEA benötigt.

3.5 Wesentliche Erkenntnisse

Das Potenzial zur Verringerung der maximalen Leistung der NEA ist in den meisten Fällen aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit von Last- und PV-Einspeisespitzen sehr klein. Anders verhält es sich bei der bereitzustellenden Energie. Wenn die NEA nicht zu groß dimensioniert ist, können die dezentralen Erzeuger einen gewissen Anteil der Energie übernehmen, sodass Treibstoff eingespart werden kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine eingesetzte NEA, die zu jedem Zeitpunkt die Last decken kann, nicht exakt auf die Maximallast dimensioniert ist, da NEA nur in bestimmten Baugrößen verfügbar sind und nicht immer eine NEA der geforderten Baugröße zur Verfügung steht.

In Abbildung 6 ist der Effekt des PV-Zubaus dargestellt. Dabei wurde für ein NS-Netz mit einer installierten PV-Leistung von ca. 25 % der Jahreshöchstlast der PV-Anteil sukzessive auf das 4- und 10-fache erhöht, sodass im einen Fall die Spitzenleistung von Erzeugung und Verbrauch identisch sind, während im zweiten Fall die Jahreserzeugung mehr als die Hälfte des Jahresverbrauchs beträgt. Da die Kapazität der Photovoltaik gemäß den in AP 2 definierten Szenarien bis 2050 lediglich verdoppelt wird, dient diese Untersuchung lediglich der Anschaulichkeit und bildet auch Extremfälle ab. Gerade in der Niederspannung ist die PV-Installation sehr heterogen und rückspeisende Netze sind nicht ungewöhnlich.

Abbildung 3: Schema der Anpassung der Erzeugungszeitreihen bei Einhaltung der Kriterien, dass sowohl die Mindestlast der NEA nicht unterschritten werden darf, als auch die dezentralen Erzeuger gemäß VDE AR 4105 abgeregelt werden. Bei zu hoher Einspeiseleistung wird davon ausgegangen, dass die dezentralen Erzeuger ganz abschalten, sofern auch bei 48 % der Einspeisung die Mindestlast der NEA unterschritten wird. Im gezeigten Zeitausschnitt liegt die Last weit unterhalb der Jahreshöchstlast von 225 kW und die Einspeisung ist teilweise nahe dem Maximalwert, sodass in diesem Zeitraum sehr häufig abgeregelt wird.

Abbildung 4: Abdeckung über ein Jahr (Abszisse) mit einer Netzersatzanlage unterschiedlicher Größe (Ordinate) je nach Dauer des Stromausfalls (farblich markiert) ohne (durchgezogene Linien) und mit (gepunktete Linien) Einsatz der vorhandenen dezentralen Erzeuger. Zum Vergleich zeigen die gestrichelten Linien die zu deckende Last, wenn die dezentralen Erzeuger voll einspeisen könnten, wobei in manchen Szenarien die gesamte Last abgedeckt würde.

Abbildung 5: Verbrauch einer eingesetzten Netzersatzanlage (Ordinate) bei Einsatz in verschiedenen Stromausfallszenarien (farblich markiert) ohne (durchgezogene Linien) und mit (gepunktete Linien) Einsatz der vorhandenen dezentralen Erzeuger. Zum Vergleich zeigen die gestrichelten Linien die Energiebilanz für den Fall, dass die dezentralen Erzeuger voll einspeisen könnten, was z.B. mit einer Batterie der Fall wäre.

Abbildung 6: Auswirkung der Erhöhung des PV-Anteils im Netz auf den 4- und 10-fachen aktuellen Wert von ca. 25 % der Jahreshöchstlast. Es zeigt sich, dass gerade in den Bereichen mit hoher Einspeisung und geringer Last noch stärker abgeregelt werden muss, sodass der Nutzen des erhöhten PV-Anteils sehr gering ist.

Durch die Annahme, dass die Anlagen komplett abgeregelt werden, sobald die Mindestlast der NEA auch bei 51,5 Hz überschritten wird, kommt es jedoch zu dem Effekt, dass ab einer bestimmten Durchdringung dezentraler Erzeuger der Beitrag zur Energiebereitstellung kaum steigt und in einigen Szenarien wieder sinkt. Dies ist anhand der gepunkteten Linien zu sehen, wobei gerade die hellblaue Linie (10-fache Installation) sich sehr schnell der grünen Linie (4-fache Installation) annähert. Eine zusätzliche Installation von PV-Anlagen ist für diesen Use Case also nur dann sinnvoll, wenn die PV nicht so stark abgeregelt werden muss. Dies kann zum einen erreicht werden, indem die P(f)-Kennlinie umparametriert wird, sodass statt eines abrupten Abschaltens bei 48 % der Leistung eine durchgängige Änderung der Leistung auf 0 % möglich ist. Zum anderen könnte dies auch mit der aktuellen Kennlinie möglich sein, da die Referenzleistung der Kennlinie die zuletzt gemessene Leistung und nicht die Nennleistung der Anlage ist. Welche Auswirkungen dies hat und inwiefern der stabile Betrieb möglich ist, muss noch stärker in dynamischen Simulationen untersucht werden.

4 Use Case Inselnetz Niederspannung mit Batterie und netzbildendem Wechselrichter

4.1 Kurzbeschreibung

Dieser Use Case bildet eine Erweiterung des Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage und bezieht Ergebnisse verschiedener Fallstudien und Demonstrationsvorhaben ein. Die zugrunde liegende Konfiguration ist ein NS-Netz, welches durch eine Batterie über einen netzbildenden Wechselrichter versorgt wird. Ziel dieser Konfiguration ist es, ein Ortsnetz, das mit einer genügend groß dimensionierten Batterie ausgestattet ist, möglichst automatisiert im Falle einer Störung in den Inselnetzbetrieb zu bringen. Dabei soll der Wechselrichter der Batterie die Störung erkennen und in einen Inselmodus zur Vorgabe der Spannung wechseln. In diesem Modus kann der Wechselrichter auch die Frequenz regeln, sodass Anlagen im Netz nie mehr Leistung einspeisen, als die Batterie aufnehmen kann.

Im Vergleich zum Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage spielt hier die benötigte Energie eine deutlich größere Rolle, da die Kapazität einer der größten Kostenfaktoren einer Batterie ist. Die Ausfalldauer ist also in diesem Fall noch bedeutender und wird deshalb auch noch eingehender untersucht. Ein weiterer Unterschied zum Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage liegt in den technischen Randbedingungen. Der Wechselrichter ist prinzipiell beliebig konfigurierbar und die Batterie kann nicht nur einspeisen, sondern auch als Last fungieren, sodass die dezentralen Erzeuger einen weit größeren Anteil der Lastabdeckung übernehmen können. Einziger limitierender Faktor ist dabei die Nennleistung, für die der Wechselrichter ausgelegt ist. An dieser Stelle sollen durch die Analyse vieler verschiedener Netzkonfigurationen Fragen hinsichtlich der notwendigen Dimensionierung einer Batterie, die diese Funktion übernehmen kann, geklärt werden.

4.2 Ziele der Untersuchungen

Eines der wesentlichen Ziele ist wiederum die bilanzielle Analyse hinsichtlich des Beitrags dezentraler Erzeuger zur Versorgung der NS-Netzinsel. Darüber hinaus sollen die Untersuchungen eine Entscheidungshilfe bei der Dimensionierung von Batterien liefern, die speziell für einen Inselnetzbetrieb konzeptioniert werden. Diese Analyse kann auch zeigen, welche Ausfälle eine bereits existierende Batterie überbrücken kann, wenn sie von den im Netz vorhandenen dezentralen Erzeugern unterstützt wird. Dabei sollen die wesentlichen Merkmale des Batteriebetriebs berücksichtigt werden, insbesondere der elektro-chemische Wirkungsgrad, der sich durch die Ein- und Ausspeisung ergibt, der Wirkungsgrad des Wechselrichters sowie die Selbstentladung der Batterie.

4.3 Leitfragen

- Welche Ausfallzeiten kann die Batterie in welchen Fällen überbrücken?
- Wie wirkt sich der Ladestand zu Beginn des Ausfalls auf die überbrückbare Ausfallzeit aus?
- Können allgemeingültige Regeln für die Dimensionierung der Batterie abgeleitet werden?

4.4 Methodik

Die Methodik ist unterteil in zwei Untersuchungsstränge. Eine Zeitreihenanalyse in Analogie zum Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage sowie eine lineare Optimierung zur kostenoptimalen Dimensionierung des Batteriesystems bei Vorgabe verschiedener zu überbrückender Ausfallszenarien. Für beide Untersuchungen werden wie in den anderen Use Cases zunächst Zeitreihen für Last und Erzeugung erstellt (vgl. Kapitel 2).

4.4.1 Zeitreihenanalyse

In diesem ersten Strang wird, aufbauend auf den Untersuchungen des Use Case Inselnetz Niederspannung mit Netzersatzanlage, eine Zeitreihenanalyse durchgeführt, um für unterschiedliche Ausfallszenarien zu zeigen, welche Kapazität und welcher Ausgangsladezustand (Ausgangs-SoC) der Batterie mindestens zur Überbrückung benötigt werden.
Dazu werden für jeden möglichen Ausfallstartzeitpunkt die ein- bzw. ausgespeiste Energie aufaddiert, wobei die Ein- und Ausspeiseleistungen mit einem Wirkungsgrad versehen werden. Aus der so errechneten Energiebilanz können leicht die gesuchten Größen errechnet werden. Die notwendige Kapazität ergibt sich stets als Differenz zwischen minimalem und maximalem Punkt der Energiebilanz, der notwendige Ausgangs-SoC aus dem maximalen Punkt der Energiebilanz. Dies ist in Abbildung 7 zu sehen, in der für einen definierten Startzeitpunkt am 01.05. 00:00 Uhr die

Energiebilanz und sich daraus ergebende Größen für Ausfälle beliebiger Länge bis 72 Stunden aufgetragen sind.
Abbildung 8 zeigt einen Vergleich zwischen der notwendigen Kapazität der Batterie zur Überbrückung eines 6-stündigen Ausfalls gegenüber der Energie für die zu deckende Last bzw. Restlast. Dabei zeigt sich, dass die benötigte Kapazität sehr nah an der zu deckenden Restlast liegt, jedoch erhöht um die Effizienzverluste. Lediglich in einigen wenigen Ausfällen tritt der Fall auf, dass die Energiebilanz zwar negativ ist, jedoch zur Überbrückung der anfänglich auftretenden Last eine gewisse Kapazität benötigt wird.

Abbildung 7: Vorgehensweise zur Abbildung der notwendigen Kapazität und des mindestens vorhandenen Ausgangs-SoC zu Ausfallbeginn für einen fixen Startzeitpunkt und variable Endzeitpunkte eines möglichen Stromausfalls.

Abbildung 8: Vergleich der benötigten Kapazität der Batterie (blau) zur Überbrückung eines Ausfalls von 6 Stunden über alle möglichen Startzeitpunkte des Jahres mit der dabei abzudeckenden Last (orange) bzw. Restlast (grün). Der Unterschied zwischen Kapazität und Restlast ergibt sich aus dem Effizienzverlust der Batterie, daher ist die notwendige Kapazität größer als die Energie, die zur Deckung der Last benötigt wird.

4.4.2 Lineare Optimierung

Im zweiten Strang wird eine lineare Optimierung eingesetzt, um für die verschiedenen Ausfallszenarien eine optimale Dimensionierung für Batterie und Wechselrichter zu erhalten. Die Dimensionierung erfolgt kostenoptimiert, wobei drei Bestandteile in das Kostenmodell einfließen: ein leistungsabhängiger Kostenanteil für den Wechselrichter, ein kapazitätsabhängiger Anteil für die Batterie sowie ein konstanter Anteil für die weitere Ausstattung (Container, BMS, usw.). Größen für diese Anteile wurden aus Herstellerangaben angenähert.

Grundsätzlich wird bei der linearen Optimierung eine linear von unterschiedlichen Parametern abhängende Zielgröße optimiert, unter Einhaltung linearer Nebenbedingungen. Die Zielfunktion in diesem Untersuchungsfall ist das eingangs beschriebene Kostenmodell. Technische Randbedingungen werden als Gleichheits- oder Ungleichheitsbedingungen formuliert. So muss z.B. die Energiebilanz zwischen Batterie, Erzeugung und Last stets eingehalten werden. Diese Methodik wurde im Rahmen einer Bachelorarbeit erarbeitet [6], weitere Informationen zu Nebenbedingungen und der genauen Vorgehensweise sind dort dokumentiert.

Die Einhaltung der Bedingungen können leicht grafisch veranschaulicht werden. So sind in Abbildung 9 die Leistung sowie der Ladezustand der Batterie zu sehen. Die Wechselrichtergröße wird dabei durch die maximale Last in diesem Zeitraum bestimmt. Der SoC der Batterie, welcher hier als Energie dargestellt ist, darf nicht unter einen Wert von 20 % der Kapazität sinken, um einer Tiefentladung vorzubeugen. In Abbildung 10 ist die Leistung aus den dezentralen Erzeugern abgebildet. Auch hier wird die Leistungsbilanz eingehalten. Da über den dargestellten Ausfallzeitraum insgesamt mehr von den dezentralen Erzeugern eingespeist als von den Lasten verbraucht wird, bleibt ein großer Teil der verfügbaren Einspeisung ungenutzt. In Abbildung 11 ist dargestellt, welche Anteile der Last direkt aus der Erzeugung gespeist werden und welche aus der Batterie.

Wie in den Analysen zuvor wurde auch mit dieser Methode wiederum analysiert, welche Ausfälle mit welchem Aufwand überbrückbar sind. In Abbildung 12 sind daher für verschiedene Ausfalldauern die zur Überbrückung notwendigen Investitionskosten abgebildet. Je nach Startzeitpunkt ergeben sich wiederum andere Kosten. Die Startzeitpunkte sind dabei als Anteil überbrückbarer Ausfälle dargestellt, wobei die Werte nach Kosten sortiert wurden.

Abbildung 9: Leistungs- und Energiebilanz der Batterie über einen Ausfallzeitraum von 24 Stunden nach Optimierung der Kosten für die Batteriedimensionierung mittels Linearer Optimierung.

Abbildung 10: Leistungsbilanz der PV-Anlagen im Netz über einen Ausfallzeitraum von 24 Stunden nach Optimierung der Kosten für die Batteriedimensionierung mittels Linearer Optimierung. Die gesamte Leistung geht entweder in die Batterie oder wird direkt von der Last aufgenommen.

Abbildung 11: Leistungsbilanz der aggregierten Last im Netz über einen Ausfallzeitraum von 24 Stunden nach Optimierung der Kosten für die Batteriedimensionierung mittels Linearer Optimierung.

4.5 Wesentliche Erkenntnisse

Wie zu erwarten, konnte am Beispiel eines NS-Netzes gezeigt werden, dass im Fall einer Inselnetzversorgung mittels Batterie die Erzeuger nicht wie bei der Versorgung mittels NEA frühzeitig abgeregelt werden müssen, sondern selbst dann noch einspeisen können, wenn sie die Last übersteigen.

Im Rahmen der zuvor genannten Bachelorarbeit [6] wurde auch die Auswirkung eines Zubaus von PV-Anlagen in der Niederspannung analysiert. Dabei zeigte sich, dass zusätzliche PV-Anlagen die maximal notwendigen Kosten zur Überbrückung längerer Ausfälle kaum senken, da sie typischerweise in sonnenarme Zeiten fallen. Wenn jedoch ein bestimmtes Batteriesystem installiert wird, um z.B. in jedem Fall einen Ausfall von 8 Stunden überbrücken zu können, können einige zum Teil auch deutlich längere Ausfälle zu anderen Zeitpunkten überbrückt werden. Bei Zubau von PV-Anlagen wird dieser Anteil bzw. die überbrückbare Zeit erhöht.

Abbildung 12: Kosten für die Batteriedimensionierung je nach Ausfalldauer und Startzeitpunkt, welcher durch den Anteil der pro Jahr überbrückbaren Ausfälle dargestellt ist. Einige längere Ausfälle können mit kleiner Batterie und somit geringen Investitionen überbrückt werden, jedoch steigen bei Überbrückung aller Ausfälle die Kosten immens mit der Ausfalllänge.

Methodisch ist festzuhalten, dass beide Herangehensweisen Vor- und Nachteile haben. Die zuerst beschriebene Zeitreihenanalyse ist eine sehr schnell durchführbare Analyse, welche eine entsprechend groß angelegte Untersuchung für viele Netze und unterschiedliche Konfigurationen erlaubt. Dagegen ist die lineare Optimierung, welche auf dem CPLEX-Solver beruht, sehr leicht anpassbar. Verschiedene technische Randbedingungen können als weitere Nebenbedingungen in die Optimierung eingebaut werden, wobei das Vorgehen stets das gleiche bleibt. Die Durchführung der Optimierungen ist dann jedoch sehr aufwändig und limitiert damit den Umfang an Untersuchungen, die durchgeführt werden können. Das Ergebnis ist jedoch stets eine optimale Dimensionierung der Batterie für ein Ausfallszenario.
Zur Umsetzung dieses Use Case in der Realität müssen neben der bilanziellen Bewertung noch weitere Randbedingungen wie die Einsetzbarkeit des Batteriesystems auch unter extremen Bedingungen sowie das Schutzkonzept berücksichtigt werden. Da die Kosten, wie in Abbildung 12 zu sehen, bereits bei der Überbrückung von Ausfällen einiger Stunden in einem NS-Netz Im Bereich von deutlich über 100 T€ liegen können, ist der Einsatz von Batterien für diesen Zweck fraglich. Dennoch kann das hier vorgestellte Tool auch eingesetzt werden, wenn der Einsatz eines Batteriespeichers geplant ist bei der optimalen Auslegung und Platzierung der Use Case der Inselnetzversorgung mit berücksichtigt werden soll.

5 Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage

5.1 Kurzbeschreibung

Dieser Use Case lehnt an die Arbeiten der Fallstudien aus AP 4.1.2 an, in denen ein Netzgebiet mit einer Biogasanlage (BGA) als Netzbildner betrieben wird, nachdem diese mittels einer NEA gestartet wurde. Die BGA wird in diesem Fall durch dezentrale Erzeuger unterstützt und muss die Frequenzregelung im Inselnetz übernehmen. Die so gebildete Netzinsel ist typischerweise deutlich größer als in den ersten beiden untersuchten Fällen, somit sind weitere technische Randbedingungen zu beachten. Da die BGA nicht mit einer zu großen Last in einem Schritt beaufschlagt werden kann, muss berücksichtigt werden, welche Netzgebiete sukzessive zugeschaltet werden können, ohne dass die Lastsprünge für die BGA zu groß werden. In solchen Fällen können nur Schalter zum Hinzuschalten von Lasten genutzt werden, die auch Betriebsströme sicher schalten können, also Lasttrennschalter oder Leistungsschalter. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen soll ermittelt werden, welche Netzinseln in welchen Ausfallszenarien stabil betrieben werden können.
Für die Durchführung der Analyse wird vereinfachend die NEA zum Start der BGA nicht berücksichtigt. Grund dafür ist, dass hier nur der Betrieb des Inselnetzes durch die BGA betrachtet wird. Ausgangsszenario ist also entweder das Hochfahren der BGA mittels einer NEA und anschließende Verwendung der NEA in anderen Netzen oder eine BGA, die sich im Eigenbedarf gefangen hat.

5.2 Ziele der Untersuchungen

Wie eingangs beschrieben ist das Ziel der Untersuchungen nicht die Ermittlung der technischen Machbarkeit des Netzwiederaufbaus im Mittelspannungsnetz hinsichtlich dynamischer Phänomene, sondern lediglich die bilanzielle Machbarkeit des Inselnetzbetriebs unter Berücksichtigung einiger wichtiger technischer Randbedingungen, welche durch vereinfachende Annahmen dargestellt werden. Die folgenden Randbedingungen sollen dabei in die Analyse eingehen:

- Berücksichtigung von Schaltern, die unter Last geschaltet werden können
- Einhaltung einer Mindestlast der BGA während des gesamten Ausfalls
- Maximal je Schaltung auf die BGA aufschaltbare Last
- Anschluss von Anlagen in der Niederspannung gemäß VDE AR 4105
- Erreichbarkeit und mögliche Abregelung von Anlagen
- Limitierung des Netzgebietes, das ohne Erdschlusskompensation betrieben werden kann.

Dabei liegt der Fokus auf zwei Aspekten: Zum einen der Identifikation der versorgbaren Last in unterschiedlichen Ausfallszenarien, zum anderen der Notwendigkeit von Ertüchtigungen des Netzes wie des Umbaus von Ortsnetzstationen, um ein Inselnetzkonzept umsetzen zu können.
Zudem soll wie in den zuvor beschriebenen Use Cases die Umsetzung auch visualisiert werden, um verschiedene Effekte wie den Zubau dezentraler Erzeuger, den Umbau des Netzes oder die Ertüchtigung hinsichtlich IKT und Schaltbereichen veranschaulichen zu können und die Entwicklung optimaler Strategien zu unterstützen.
Ziel der Analysen ist nicht zu überprüfen, wie groß die Wahrscheinlichkeit ist, dass das identifizierte Inselnetz in der Realität betrieben werden kann, also z.B. Abhängigkeiten von der Verfügbarkeit der BGA oder Inselnetzkonzepte bei Störungen im analysierten Netz. Es wird davon ausgegangen, dass eine Störung nur in überlagerten Netzebenen vorliegt.

5.3 Leifragen

- Wie viele Lasten sind unter welchen Bedingungen versorgbar?
- Welchen Beitrag können welche dezentralen Erzeuger leisten?
- Wie wirken sich die Grenzen der BGA (Mindestlast, Nennleistung, Lastaufnahme) auf die Machbarkeit und die Anzahl der versorgten Lasten aus?
- Welche Netzstrukturen bedingt der Use Case? Wie lassen sich sinnvolle Planungskriterien zur Umsetzung ableiten?

5.4 Methodik

Da in diesem Use Case versorgbare Gebiete untersucht werden, werden hier auch topologische Daten benötigt. Wichtig ist insbesondere die Kenntnis von Schaltern, die im Netzwiederaufbaufall zur Elektrifizierung genutzt werden können. Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, werden für die Analyse Netzmodelle im Datenformat des Open Source Tools *pandapower* genutzt. Das Programm erlaubt neben Lastfluss-berechnungen auch topologische Analysen und wird für die Suche von topologisch zusammenhängenden Netzgebieten beim Netzwiederaufbau genutzt.
Neben der Erstellung von Erzeugungs- und Lastzeitreihen gemäß der Beschreibung in Kapitel 2 müssen in Fällen, in denen die Netzmodelle der NS- und MS-Netze getrennt vorliegen, diese zusammengeführt und die dort angeschlossenen Lasten und Erzeuger den Zeitreihen per ID zugeordnet werden.
In einer topologischen Voranalyse wird anschließend identifiziert, welche Lasten und Erzeuger beim Zuschalten bestimmter Netzgebiete wiederversorgt werden und so zur zu versorgenden Last bzw. zur unterstützenden Einspeisung beitragen. In der anschließenden Zeitreihen- und Topologieanalyse werden mögliche Schaltvorgänge hinsichtlich ihrer bilanziellen und technischen Zulässigkeit untersucht. In einer heuristischen Vorgehensweise werden dabei von der BGA ausgehend angrenzende Netzgebiete zugeschaltet. Jede Schalthandlung wird dann auf ihre Zulässigkeit geprüft. Wenn sie nicht zulässig ist, werden weitere Schalthandlungen geprüft. Dieses Vorgehen wird wiederholt, bis keine weiteren Schalthandlungen zulässig oder weitere Schalter nicht erreichbar sind.
Die Überprüfung der Zulässigkeit einer Schalthandlung umfasst dabei folgende Aspekte:

- Bilanzielle Untersuchung: Die maximal verfügbare Einspeisung muss höher sein als die Last, unter Berücksichtigung eines Unsicherheitsbereiches und des Cold Load Pickup-Verhaltens.
- Einhaltung der Mindestlast: Die Summe aller abregelbaren Erzeugung sowie der Mindesteinspeisung der BGA muss in jedem Zeitschritt geringer sein als die Last unter Berücksichtigung eines Unsicherheitsbereiches. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Frequenz nie über 51,5 Hz steigen darf.
- Maximale Lastsprünge: Die Last im zugeschalteten Gebiet zum Zuschaltzeitpunkt muss geringer sein als die auf die BGA aufschaltbare Last.
- Sternpunkterdung: Damit im Falle eines Erdschlusses der kapazitive Erdschlussstrom begrenzt wird, muss eine Kompensationsspule im Inselnetz vorhanden sein. Andernfalls wird das Inselnetz auf eine MS-Strecke von max. 10 km begrenzt, damit der kapazitive Erdschlussstrom nicht zu groß wird.

Da das Vorgehen lediglich zufällige Schaltvorgänge analysiert, ist kein optimales Ergebnis garantiert. Aus diesem Grund sollte die Untersuchung für jedes Ausfallszenario mehrfach durchgeführt werden. Schließlich können unterschiedliche Ausfallszenarien hinsichtlich der versorgbaren Last bzw. der Größe der versorgbaren Netzinsel ausgewertet und visualisiert werden.

Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage

Diese Analyse wurde beispielhaft für ein Stadtnetz mit prognostiziertem EE-Zubau sowie für ein ländlich geprägtes Netz durchgeführt. Im Folgenden werden die erzielten Ergebnisse kurz dargestellt. Für die Analyse wurden drei verschiedene Ausfallszenarien in einer Winternacht, an einem Frühlingstag und an einem Herbstmorgen sowie einer Ausfalldauer von 5 Stunden ausgewählt. Abbildung 13 zeigt die Struktur des Stadtnetzes sowie die möglichen Versorgungsgebiete für die jeweiligen Ausfallszenarien. Abbildung 14 zeigt die gleichen Ergebnisse für das Landnetz. Wesentliche Unterschiede zwischen den Netzen sind zum einen die Längen der Leitungsstrecken, welche beim Landnetz deutlich größer sind, zum anderen eine höhere Durchdringung dezentraler Erzeuger, insbesondere von Windkraftanlagen. Tabelle 1 fasst die Ergebnisse als Vergleich für die beiden Netze und die verschiedenen Ausfälle noch einmal zusammen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere im Herbst und Winter im Landnetz eine bessere Versorgung der Lasten im Inselnetz möglich ist, was mit der Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammen hängen dürfte. Auch eine große Anzahl Biogasanlagen könnte beim Netzwiederaufbau helfen. Diese wurden jedoch in den Untersuchungen nicht berücksichtigt, da deren Zuschaltverhalten ungewiss ist.

Abbildung 13: Ergebnisse des Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage für ein städtisches Netz:
a) Struktur des Netzgebietes mit Positionierung großer, ansteuerbarer dezentraler Erzeuger.
b) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall in einer Winternacht.
c) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall an einem Frühlingstag.
d) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall an einem Herbstmorgen.

Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage

Abbildung 14: Ergebnisse des Use Case Netzwiederaufbau Mittelspannung mit Netzersatzanlage und Biogasanlage für ein ländliches Netz (Leitungsverläufe als gerade Verbindungen dargestellt):
a) Struktur des Netzgebietes mit Positionierung großer, ansteuerbarer dezentraler Erzeuger.
b) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall in einer Winternacht.
c) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall an einem Frühlingstag.
d) Versorgbares Gebiet für einen 5-stündigen Ausfall an einem Herbstmorgen.

Tabelle 1: Vergleich der untersuchten Ausfallszenarien mit der jeweils versorgbaren Last für das Stadt- und das Landnetz. Untersucht wurde jeweils ein 5-stündiger Ausfall in einer Winternacht, an einem Frühlingstag und einem Herbstmorgen, bei welchem das MS-Netz durch eine BGA, unterstützt durch dezentrale Erzeuger, versorgt wird. Es zeigt sich, dass beim Landnetz gerade im Herbst und Winter deutlich mehr Last versorgt werden kann.

Ausfallszenario	Winternacht		Frühlingstag		Herbstmorgen	
Netztyp	Stadtnetz	Landnetz	Stadtnetz	Landnetz	Stadtnetz	Landnetz
$P_{Last, gesamt}$ [MW]	9,45	9,46	8,39	12,70	7,07	10,73
$P_{Last, versorgt}$ [MW]	1,01	2,05	3,03	5,58	1,29	5,67
Versorgte Last	10,7 %	21,6 %	36,1 %	43,7 %	18,3 %	52,4 %

5.5 Wesentliche Erkenntnisse

Die Übertragung eines Inselnetzkonzeptes, das bereits verschiedene Spannungsebenen umfasst und dabei mehreren technischen Randbedingungen unterworfen ist, ist sehr komplex. Die Machbarkeit eines Inselnetzkonzeptes ist abhängig von einer Vielzahl von Parametern, die in der hier durchgeführten Analyse zu einem großen Teil vereinfacht dargestellt oder mit Annahmen untermauert werden. Ungenauigkeiten betreffen insbesondere die Vorhersage von Zeitreihen in einer ungewöhnlichen Situation wie einem lang anhaltenden, großflächigen Stromausfall. Für den Normalbetrieb des Netzes ist die Erstellung von Zeitreihen der Erzeuger und Lasten im MS- und NS-Bereich aufgrund einer sehr geringen Datenbasis bereits relativ schwierig. Insbesondere bei Betrachtung kleiner Netzgebiete können die Lastspitzen deutlich von denen des Standardlastprofils oder des Lastprofilgenerators abweichen, da hier ein glättender Skaleneffekt mit sinkender Gleichzeitigkeit von Lastspitzen kaum vorhanden ist. Noch schwieriger ist eine Vorhersage menschlichen Verhaltens in dem untersuchten Fall. Es wird zwar ein Cold Load Pickup berücksichtigt, aber auch hierfür ist die Datengrundlage sehr klein. Sogar im Bereich der dezentralen Erzeuger sind Ungenauigkeiten aufgrund nicht vorhandener Daten wie z.B. der Ausrichtung von PV-Anlagen zu beachten.

Dennoch bietet das hier vorgestellte Tool eine erste Abschätzung zur Umsetzbarkeit eines Inselnetzkonzeptes. Je besser die im Netz vorhandenen Anlagen geregelt werden können, desto besser kann im Bedarfsfall auch auf Lastschwankungen reagiert werden. Diese Regelbarkeit wird im Modell abgebildet, sodass das Tool eine Abschätzung bieten kann, für welchen Betriebsbereich ein Inselnetz möglich ist. So kann auch eine Abschätzung erfolgen, wie groß einzelne zuschaltbare Bereiche sein müssen. Dies ist insbesondere für die Planung wichtig, denn an den entsprechenden Stellen müssen teure Lasttrennschalter eingebaut werden, welche idealerweise fernsteuerbar sein sollten, um einen schnellen Aufbau des Inselnetzes zu gewährleisten. Mit dem Tool können verschiedene Investitionsstrategien betrachtet und verglichen werden hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umsetzung des Inselnetzkonzeptes und der im Ausfall versorgten Lasten. Dies ist auch ohne sehr aufwändige dynamische Simulationen mit einer kleinen Datenbasis möglich. Dynamische Simulationen sollten dennoch durchgeführt werden, um für ein gefundenes Konzept die Betriebsbedingungen zu überprüfen, wie das Verhalten bei schneller Laständerung. Auch das Schutzkonzept muss für den Inselnetzbetrieb ausgelegt werden, was mit dem hier vorgestellten Tool noch nicht möglich ist.

6 Literatur

[1] W. McKinney, "Data Structures for Statistical Computing in Python," in *Proceedings of the 9th Python in Science Conference*, 2010, pp. 51–56.

[2] T. E. Oliphant, *Guide to NumPy,* 2nd ed. Austin, Texas: Continuum Press, 2015.

[3] L. Thurner *et al.,* "pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, p. 1, 2018.

[4] J. von Appen, J. Haack, und M. Braun, "Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen," in *Proc. IEEE Power and Energy Student Summit*, Stuttgart, 2014.

[5] *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011.

[6] K. Schulte, "Optimierte Auslegung von Speichersystemen für den Netzwiederaufbau im Verteilnetz," Bachelorarbeit, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, FH Bielefeld University of Applied Sciences, Bielefeld, 2018.