

Wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen

Studie im Auftrag des Forums Netztechnik und Netzbetrieb im VDE

Markus Dietmannsberger, M.Sc.
Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz

*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Professur für Elektrische Energiesysteme
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg*

Tel.: +49 40 / 6541 2104

Fax.: +49 40 / 6541 3498

E-Mail: Markus.Dietmannsberger@hsu-hh.de

Internet: <http://www.hsu-hh.de/ees>

ENDVERSION

9. Dezember 2015

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	5
1.1	Motivation und Ziel dieser Studie	5
1.2	Definition von Inselnetzen sowie deren Gefahren	5
1.3	Aufbau dieses Berichts	7
2	Executive Summary	9
2.1	Non-Detection-Zones von Wechselrichtern und ihre Einflussparameter	9
2.2	Non-Detection-Zones von Synchrongeneratoren und ihre Einflussparameter	11
2.3	Inselnetzerkennungs-Methoden	11
2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	12
2.5	Empfehlungen und Änderungsvorschläge	14
2.6	Beispielhafte Empfehlungen für die Implementierung einer Inselnetzerkennung	16
3	Grundlagen der Inselnetzerkennung	18
3.1	Die Non-Detection-Zone (NDZ)	18
3.2	Ausgewählte Inselnetzerkennungs-Methoden	21
3.2.1	Zentrale Methoden	23
3.2.2	Dezentral passive Methoden	27
3.2.3	Dezentral aktive Methoden	31
3.2.4	Frequenz-Shift-Verfahren	33
3.3	Eigenschaften des Niederspannungsnetzes und seiner Betriebsmittel	44
3.3.1	Netzstruktur im 0,4-kV-Netz	44
3.3.2	Verbraucher im 0,4-kV-Netz	45
3.3.3	Erzeuger im 0,4-kV-Netz	53
3.4	Inselnetzverhalten von Wechselrichtern	54
3.4.1	Berechnung der stationären Spannung im Inselnetz mithilfe der Wirkleistungsbilanz	55
3.4.2	Berechnung der stationären Frequenz im Inselnetz mithilfe der Blindleistungsbilanz	55
3.4.3	NDZ der Wirk- und Blindleistungsbetrachtungen	57
3.4.4	Internationaler Vergleich und Bewertung der Parameter des Schwingkreistests	58
3.5	Inselnetzverhalten von Synchrongeneratoren	58
3.5.1	Systemgleichungen für Spannung und Frequenz bei Inselnetzbildung	59
3.5.2	Frequenz- und Spannungsverhalten von Synchrongeneratoren im Inselnetzbetrieb	61
3.5.3	Methoden zur Inselnetzerkennung bei Synchrongeneratoren	65
4	Modellierung	69

4.1	Modellierung des Wechselrichters	69
4.1.1	Leistungselektronik und Peripherie	69
4.1.2	Regelung	70
4.2	Modellierung des Synchrongenerators	72
4.3	Modellierung der Verbraucher	72
4.3.1	Modell des RLC-Schwingkreises	72
4.3.2	Modell einer Konstant-Strom-Last (CCL)	73
4.3.3	Modell einer Konstant-Leistungs-Last (CPL)	73
5	Auswirkungen verschiedener Lasttypen auf die Inselnetzerkennung	76
5.1	Bestimmung der NDZ bei gemischten Lasten	76
5.2	Ergebnisse für gemischte Lastkombinationen	78
5.3	Einfluss realer Konstant-Leistungs-Lasten ohne PFC	80
5.4	Fazit und Zusammenfassung	80
6	Systemdienstleistungen und ihre Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung	82
6.1	Vorgaben zu Systemdienstleistungen in der VDE AR-N 4105	83
6.1.1	Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion	83
6.1.2	Bereitstellung von Blindleistung	84
6.2	Auswirkungen der Wirk- und Blindleistungsvorgaben auf die Inselnetzerkennung	85
6.3	Resultierende Veränderungen in der NDZ	88
6.4	Gefahr von Inselnetz-stabilisierenden Schwingungen	92
6.5	Weiterführende Untersuchungen zum dynamischen Frequenzverhalten	96
6.6	Fazit und Zusammenfassung	98
7	Betrachtungen zu gegenseitigen Wechselwirkungen und zur Systemstabilität	100
7.1	Kombination verschiedener Frequenz-Shift-Verfahren in Inselnetzen mit mehreren Wechselrichtern	100
7.2	Verringerung der maximal möglichen Anschlussleistung	105
7.3	Stabilität des Gesamtsystems beim Einsatz von Frequenz-Shift-Methoden	106
8	Dynamische Netzstützung	108
8.1	Definition der dynamischen Netzstützung und Problembeschreibung	108
8.1.1	Definition	108
8.1.2	Problemstellung	109
8.2	Empfohlene Realisierung der dynamischen Netzstützung	110
8.2.1	Lösungsvorschlag	110
8.2.2	Nachweis der Realisierbarkeit	111
8.2.3	Rückkehr in den normalen Betriebsmodus	118
8.3	Auswirkungen der dynamischen Netzstützung auf die Inselnetzerkennung	119
8.4	Betrachtung möglicher Fehlinterpretation von Inselnetzen und Netzfehlern	120
8.5	Besonderheiten bei der dynamischen Netzstützung für EZA vom Typ 1 (Synchrongeneratoren)	121
8.6	Fazit und Zusammenfassung	122
8.7	Ausblick: Dynamische Netzstützung in Kombination mit Wirkstromspeisung	123
9	Anforderungskatalog und Prüfkriterien für Inselnetzerkennungs-Methoden	124

9.1	Inselnetzerkennung für EZA vom Typ 2 (Wechselrichter)	125
9.2	Ergänzungen für EZA vom Typ 1 (Synchrongenerator)	127
10	Empfehlungen und Änderungsvorschläge für die VDE-AR-N-4105	128
10.1	Umsetzung der dynamischen Netzstützung	128
10.2	Weiterentwicklung und Anpassung des Schwingkreistests	129
10.3	Vermehrter Einsatz von passiven Inselnetzerkennungs-Methoden	129
10.4	Differenzierung zwischen <i>Erkennen</i> und <i>Abschalten</i> von Inselnetzen	130
10.5	Anwendung einer kaskadierten Inselnetzerkennung nach Größe der Anlagen .	131
10.6	Vorgaben zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz	131
10.7	Behandlung von Erzeugungsanlagen, die weder Typ 1 noch Typ 2 entsprechen	131
11	Ausblick	133

Abkürzungsverzeichnis

AFD	Active-Frequency-Drift, Frequenz-Shift-Methode
CCL	Konstant-Strom-Last
CPL	Konstant-Leistungs-Last
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe
EZA	Erzeugungsanlage
FRT	Fault-Ride-Through, Fehlerdurchfahrung, dynamische Netzstützung
JSID	Japan Standard Islanding Detection Algorithm
NAS	Netz- und Anlagenschutz
NDZ	Non-Detection-Zone
PFC	Power-Factor-Corrector, Leistungsfaktorkorrektur
PLC	Power-Line Communication
PLL	Phase Locked Loop, Phasenregelschleife
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
P(f)	Wirkleistungsregelung bei Überfrequenz
Q(P)	Wirkleistungs-abhängige Blindleistungsregelung
RLC	Schwingkreis aus einem ohmschen, induktiven und kapazitiven Widerstand
ROCOF	Rate of Change of Frequency, Frequenzänderungsgeschwindigkeit
ROCOFOP	Rate of Change of Frequency over Power
ROCOP	Rate of Change of Power, Leistungsänderungsgeschwindigkeit
SFS	Sandia Frequency Shift
SMS	Slip-Mode Frequency Shift
THD	Total Harmonic Distortion
Typ 1/2	Erzeugungsanlage vom Typ 1: Synchrongenerator, 2: Umrichter-gekoppelt
VSR	Vektorsprungrelais

Kapitel 1

Einleitung und Motivation

1.1 Motivation und Ziel dieser Studie

Die vorliegende Studie untersucht wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen unter der Berücksichtigung von dynamischer Netzstützung. Sie wurde vom Forum für Netztechnik und Netzbetrieb im VDE in Auftrag gegeben und an der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg durchgeführt. Die Zeitvorgabe für die Durchführung der Studie betrug ein Jahr.

In der Vorgängerstudie „Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall - Systemsicherheitsaspekte“ wurde festgestellt, dass in Zukunft eine dynamische Spannungsstützung von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung zwingend erforderlich ist [1]. Laut den Autoren der Studie könnten sich dadurch Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung ergeben und diese in ihrer Wirksamkeit einschränken.

Aus diesem Grund wurde die hier vorliegende Studie in Auftrag gegeben. Ziel ist es, Lösungen für den Zielkonflikt *dynamische Netzstützung* sowie *Inselnetzerkennung* im Rahmen einer technisch-wirtschaftlichen Untersuchung zur Weiterentwicklung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 zu finden und wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung zu identifizieren. Dabei sollten die Erkenntnisse aus [1] in die Untersuchungen einfließen.

1.2 Definition von Inselnetzen sowie deren Gefahren

In der Literatur existieren mehrere Interpretationen und Definitionen zum Begriff Inselnetz. Im Wesentlichen muss zwischen gewollten und ungewollten Inselnetzen unterschieden werden.

Gewollte Inselnetze

Gewollte Inselnetze werden beispielsweise eingesetzt, wenn zum Zeitpunkt des Betriebs bewusst keine Verbindung zum Netz der öffentlichen Versorgung hergestellt wird. Dies kann sowohl für die komplette geplante Lebensdauer des Systems der Fall sein oder auch nur zu bestimmten Zeiten. Beispiele für dauerhafte Inselnetze sind:

- Bordnetze z.B. von Automobilen

- Hütten in entlegenen Wäldern oder auf Bergen
- Kleine Versorgungsgebiete in Entwicklungsländern
- Elektroenergiesysteme auf realen Inseln (geographisch) ohne Verbindung zum Festland
- Städte, die weit abgelegen vom restlichen Versorgungsgebiet liegen
- Teilnetze, die über Netzersatzanlagen versorgt und betrieben werden

Darüber hinaus existieren Versorgungssysteme, die zu manchen Zeiten Teil eines Verbundnetzes sind und zu anderen Zeiten ein selbstständiges Inselnetz darstellen. Dies können ebenfalls Bordnetze sein, beispielsweise von Flugzeugen, die am Boden extern mit Elektroenergie versorgt werden. Im Wesentlichen sind dies jedoch Anlagen, die im Falle eines Ausfalls der Versorgung über das öffentliche Netz eine Notstromversorgung aktivieren und somit einen weiteren Betrieb sicherstellen. Beispiele hierfür sind:

- Industriebetriebe
- Kritische Infrastrukturen (z.B. Krankenhäuser, Ministerien, Feuerwehr)
- Rechenzentren

Ungewollte Inselnetze

Im Gegensatz zu gewollten Inselnetzen treten unbeabsichtigte Inselnetze dann auf, wenn die Versorgung im Regelfall aus dem Verbundnetz sichergestellt wird, die dafür notwendige Verbindung jedoch unterbrochen wird. Als Verbundnetz wird in den hier durchgeführten Betrachtungen die vorgelagerte Mittelspannungsebene bezeichnet. Bis vor einigen Jahren war der Aufbau und Betrieb des Elektroenergieversorgungssystems so ausgestaltet, dass die Erzeugung im Wesentlichen in wenigen Großkraftwerken auf Hoch- und Höchstspannungsebene stattfand. Diese Energie wurde dann in die unteren Netzebenen verteilt. Dies hat dazu geführt, dass bei einer Inselnetzbildung (durch Fehlerklärung oder bewusste Abschaltung zu Wartungszwecken) die Versorgungsspannung zusammengebrochen ist, sich somit alle verbleibenden kleineren Kraftwerke getrennt haben und das verbleibende Netz spannungsfrei blieb.

Seitdem die Zahl dezentraler Energieerzeugungsanlagen in Deutschland steigt, verschiebt sich jedoch die Lastflussrichtung und kehrt sich zeitweise um. Es kann der Fall eintreten, dass sich bei einer Abtrennung die verbleibende Erzeugungsleistung mit dem aktuellen Verbrauch deckt und das Inselnetz über längere Zeit unter Spannung bleibt. Stabile Inselnetze können sich nur bilden, wenn sowohl die Wirk- als auch Blindleistungsbilanz in den entstandenen Netzinseln ausgeglichen ist. Man spricht dann von einem ungewollten Inselnetz. Aktuelle Praxis ist die Abschaltung dieser Netzinseln aufgrund der im Folgenden beschriebenen Gefahren.

Effekte, Auswirkungen und Gefahren ungewollter Inselnetze

Bei der Bildung ungewollter Inselnetze treten folgende Effekte auf:

- Trotz fehlender Verbindung zum Netz der öffentlichen Versorgung liegt weiterhin eine Netzspannung an.

- Die verbleibenden Anlagen stellen gegebenenfalls einen nicht ausreichenden Kurzschlussstrom zur Verfügung.
- Die Netzimpedanz erhöht sich bei einer Netztrennung sprunghaft.
- Es kann sich eine Verschiebung von Amplitude und Phasenlage zur Verbundnetzspannung einstellen.

Diese Effekte haben Auswirkungen auf das Betriebsverhalten:

- Im Fehlerfall führen zu geringe Kurzschlussströme zu einem Ausfall bzw. zu einer Fehlfunktion des Netzschutzes.
- Durch eine höhere Netzimpedanz steigt der Anteil der Spannungsharmonischen im Inselnetz an.
- Wird die Verbindung des Inselnetzes mit dem Verbundnetz asynchron wiederhergestellt, so fließen hohe Ausgleichsströme und es kommt zu Phasensprüngen.

Dadurch kann der Personen-, Netz- und Anlagenschutz nicht mehr gewährleistet werden. Es entstehen folgende Gefährdungen:

- Personen können durch Restspannungen gefährdet werden.
- Netze, Anlagen, Geräte und sonstige Betriebsmittel können Schäden und Überlastungen durch z.B. höhere Spannungsharmonische erfahren und durch hohe Ausgleichsströme bei asynchronem Wiedereinschalten beschädigt oder sogar zerstört werden.

Aus den genannten Gründen werden ungewollte Inselnetze heute abgeschaltet.

Definition eines Inselnetzes im Rahmen dieser Untersuchung

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) definiert einen unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb wie folgt:

„Der Inselbetrieb ist der Zustand eines vom größeren Rest des Netzes getrennten Teilnetzes, in dem dezentrale Erzeugungsanlagen den Verbrauch der angeschlossenen Lasten decken. Ursachen der Trennung sind z.B. Schalthandlungen des Netzbetreibers, Auslösen von Schutzeinrichtungen oder Ausfälle von Betriebsmitteln. Bei einem unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb vollzieht sich dieser Vorgang außerhalb der Kontrolle des Netzbetreibers. Spannung und Frequenz des getrennten Teilnetzes sind nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen.“

Ausgehend von dieser Definition wird in dieser Studie unter einem Inselnetz stets ein unbeabsichtigtes Inselnetz verstanden, dessen sichere Abschaltung eine hohe Priorität hat. Ein mögliches Weiterbestehen des Inselnetzes nach Abtrennung vom Verbundnetz ist ausschließlich für die maximal zulässige Dauer zulässig. In dieser Studie werden Methoden zur Inselnetzerkennung ausschließlich in 0,4-kV-Netzen untersucht und bewertet.

1.3 Aufbau dieses Berichts

Der Bericht gliedert sich wie folgt. Kapitel 2 enthält eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse. Die Grundlagen zur Inselnetzerkennung sowie das Verhalten von Erzeugungsanlagen

im Moment der Inselnetzbildung werden in Kapitel 3 vorgestellt. Auf diesen Grundlagen sowie den Modellen, die in Kapitel 4 beschrieben sind, basieren die Untersuchungen in den Kapiteln 5 bis 8. Die Ergebnisse zur dynamischen Netzstützung sind ausführlich in Kapitel 8 erläutert. Die Erkenntnisse aus den Untersuchungen fließen in einen aggregierten Anforderungskatalog ein, der in Kapitel 9 vorgestellt wird. Dieser dient als Grundlage für Handlungsempfehlungen und Änderungsvorschläge für die VDE-AR-N 4105 in Kapitel 10. Abschließend werden weitere Untersuchungsbedarfe adressiert.

Kapitel 2

Executive Summary

Die Studie wird in diesem Kapitel in kondensierter Form dargestellt und beschrieben. Zu Beginn erfolgt eine kurze Einführung in die Grundlagen der Inselnetzerkennung sowie der Non-Detection-Zone (NDZ). Im Anschluss daran werden die Untersuchungsergebnisse kurz dargestellt und anschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet. Detaildarstellungen sind in den jeweiligen Kapiteln zu finden.

2.1 Non-Detection-Zones von Wechselrichtern und ihre Einflussparameter

Die Wirksamkeit von Inselnetzerkennungs-Methoden hängt von den jeweiligen Betriebsbedingungen ab. Bildet man die Summe aller Betriebszustände, in denen eine Methode nicht wirksam ist, so erhält man die sogenannte Non-Detection-Zone (NDZ). Abbildung 2.1 zeigt beispielhaft eine typische NDZ der Inselnetzerkennungs-Methode, die den aktuellen Stand der Technik bei Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (Wechselrichter) darstellt. Die Achsen stellen die Resonanzfrequenz einer abgestimmten Last (worst-case 50 Hz) sowie deren Gütefaktor dar (je höher, desto schwerer die Erkennung). Alle Betriebspunkte, die sich im Diagramm rechts von der eingezeichneten Linie befinden, werden von der Methode nicht entdeckt. Der Parameter Schwingkreisgüte lässt sich in eine prozentuale Abweichung des Blindleistungsgewichts umrechnen. Beispiele sind in Tabelle 3.5 auf Seite 58 aufgeführt.

Tabelle 2.1 zeigt die wichtigsten Parameter in Bezug auf Größe und Form der NDZ von Wechselrichtern. Sie stellt übersichtlich dar, wie sich die Änderung eines Parameters auf die Effektivität einer Inselnetzerkennungs-Methode auswirkt. Sinkt die Größe der NDZ, steigt die Wirksamkeit und umgekehrt. Weitere Informationen zur NDZ-Darstellung finden sich im Abschnitt 3.1.

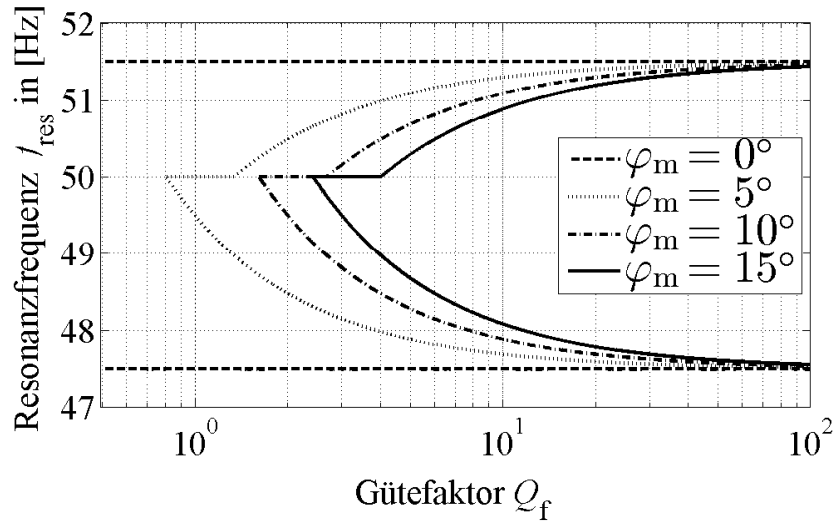


Abbildung 2.1: Typische Non-Detection-Zone einer aktiven Inselnetzerkennungsmethode von Wechselrichtern in der f_{res}/Q_f -Ebene

Tabelle 2.1: Einflussparameter auf die Non-Detection-Zones von Wechselrichtern

	Parameter	NDZ
Bilanzabweichung $\Delta P, \Delta Q$	steigt	kleiner
zulässiges Spannungsband	steigt	größer
zulässiges Frequenzband	steigt	größer
Schwingkreisgüte	steigt	größer
Anteil nicht-linearer Lasten	steigt	kleiner
Anteil rotierender Massen	steigt	größer
Wirkleistungsreduktion $P(f)$	-	kleiner
Blindleistungsregelung $Q(P)$	-	Verschiebung
Arbeitspunkt des Wechselrichters	-	Verschiebung / Teilung
Wirkparameter aktiver Erkennung	steigt	kleiner

2.2 Non-Detection-Zones von Synchrongeneratoren und ihre Einflussparameter

Non-Detection-Zones werden auch für die Bewertung von Inselnetzerkennungs-Methoden für Synchrongeneratoren verwendet. Abbildung 2.2 zeigt ein Beispiel. Die Darstellungsform für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 ist meistens die $\Delta P / \Delta Q$ -Ebene. Einflussfaktoren für die NDZ von Synchrongeneratoren sind in Tabelle 2.2 dargestellt.

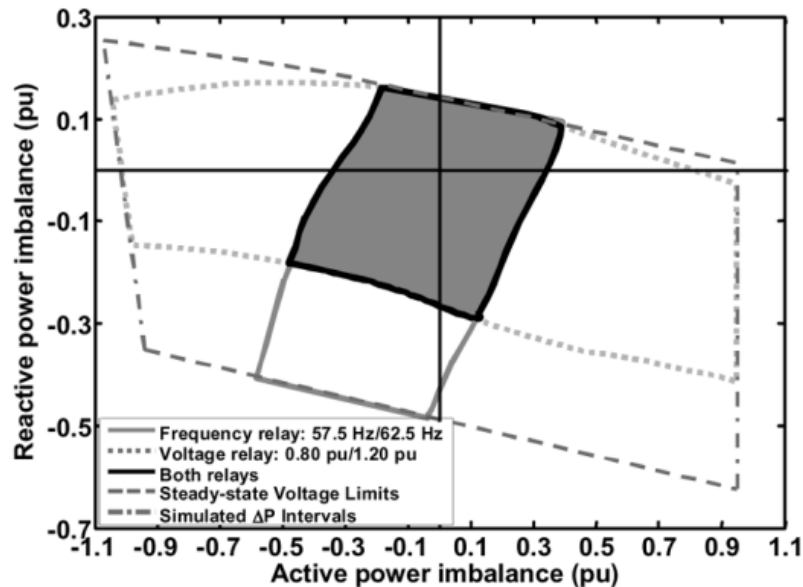


Abbildung 2.2: Typische Non-Detection-Zone eines Synchrongenerators in der $\Delta P / \Delta Q$ -Ebene [2]

Tabelle 2.2: Einflussparameter auf die Non-Detection-Zones von Synchrongeneratoren

	Parameter	NDZ
Bilanzabweichung	steigt	kleiner
zulässiges Spannungsband	steigt	größer
zulässiges Frequenzband	steigt	größer
Massenträgheit	steigt	größer
Anteil nicht-linearer Lasten	steigt	kleiner
Regelung der Klemmenspannung	-	größer
maximales Zeitfenster für die Inselnetzerkennung	steigt	kleiner
Sensitivität f - und U -Überwachung	steigt	kleiner

2.3 Inselnetzerkennungs-Methoden

Aktuelle Praxis beim Umgang mit ungewollter Inselnetzbildung ist die Abschaltung aller Erzeugungsanlagen in der Insel. Damit können die Gefahren eines Inselbetriebs minimiert werden (Schäden durch asynchrone Wiederschaltung, Personen-, Anlagen- und Brandschutz, siehe auch 1.2). Inselnetzerkennungs-Methoden lassen sich in verschiedene Typen

unterteilen. Die in dieser Studie verwendete Form der Klassifizierung ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

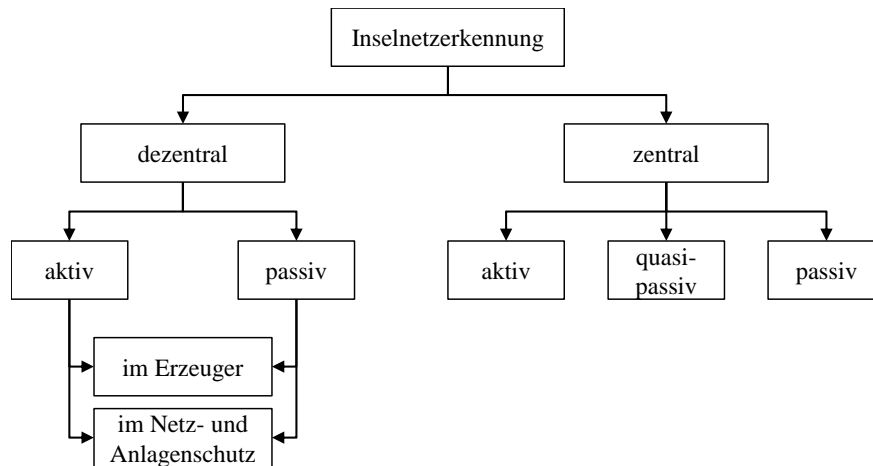


Abbildung 2.3: Klassifizierung von Inselnetzerkennungs-Methoden

In Wechselrichtern kommt heutzutage meist ein Frequenz-Shift-Verfahren zum Einsatz (dezentral aktive Methode). Direkt gekoppelte Anlagen greifen meist auf eine Kombination mehrerer passiver Methoden zurück, z.B. Frequenz- und Spannungsrelais.

Eine Übersicht über alle in dieser Studie beschriebenen Inselnetzerkennungs-Methoden findet sich in Tabelle 3.1 auf Seite 22. Dies stellt eine Auswahl an Methoden dar, die die Grundprinzipien der Inselnetzerkennung repräsentieren. Darüber hinaus existieren noch viele weitere Verfahren, die jedoch alle auf ähnlichen Prinzipien basieren.

2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt wurden, werden im Folgenden kurz zusammengefasst. Die Details zu den Ergebnissen finden sich in den jeweiligen Kapiteln.

Auswirkungen verschiedener Lasttypen auf die Inselnetzerkennung Eine Zunahme des Anteils leistungselektronischer Lasten und eine Verdrängung linearer Lasten unterstützt eine effektive Inselnetzerkennung. Da RLC-Lasten eine stabilisierende Wirkung auf sich bildende Inselnetze haben, führt ihr Austausch durch Schaltnetzteile, Frequenzumrichter etc. dazu, dass diese Stabilisierung abnimmt. Es kann also klar gefolgert werden, je höher der Anteil von Konstant-Leistungs-Lasten, desto kleiner die NDZ von Inselnetzerkennungs-methoden.

Systemdienstleistungen und ihre Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung Die Ergebnisse zeigen, dass die Interaktion zwischen Inselnetzerkennung und den anderen Systemdienstleistungen größer ist, als bisher angenommen. Vorgaben zu Wirk- und Blindleistungseinspeisung von EZA im 0,4-kV-Netz beeinflussen das Verhalten bei einer möglichen Inselnetzbildung und sollten deshalb bei einer Anpassung auf Verträglichkeit geprüft werden.

- Die $P(f)$ -Regelung hat Auswirkungen auf die Spannungsüberwachung. Ihr Einfluss auf die Größe der NDZ ist gering, tendenziell sorgt sie für deren Verkleinerung und damit eine verbesserte Inselnetzerkennung.
- Die $Q(P)$ -Regelung beeinflusst das Frequenzverhalten und damit die Frequenzgrenzen der NDZ. Sie führt zu einer Rotation in der $(\Delta P/\Delta Q)$ -Darstellung der NDZ. Diese ist abhängig von der implementierten $\cos \varphi(P)$ Kennlinie.
- Größe und Form der NDZ hängen vom Arbeitspunkt des Wechselrichters *vor* der Inselnetzbildung ab.
- Die theoretisch auftretenden Schwingungen aufgrund einer Überlagerung der $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung mit der PLL treten in der Realität praktisch nicht auf, da die Zeitkonstanten der $Q(P)$ -Regelung dafür ausreichend groß gewählt sind.
- Die sehr hohe Dynamik von Wechselrichter-EZA bewirkt eine schnelle Einstellung des neuen Arbeitspunktes. Dies führt tendenziell zu einer erhöhten Effektivität von passiven Inselnetzerkennungsmethoden, die die Überwachung elektrischer Parameter sowie ihrer zeitlichen Veränderung verwenden.

Dynamische Netzstützung Die Untersuchungen zur dynamischen Netzstützung zeigen, dass sie in Kombination mit einer effektiven Inselnetzerkennung prinzipiell möglich ist. Die von der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität vorgeschlagene Lösung zur zeitlichen Entkopplung hat sich in simulatorischen und praktischen Versuchen als wirksam und umsetzbar bewährt.

Es wird empfohlen, während des FRT die aktiven Inselnetzerkennungsverfahren zu deaktivieren, damit keine Störung des bereits geschwächten Netzes erfolgt. Eine Trennung während des Durchfahrens des Fehlers darf ohnehin nicht erfolgen. Lediglich eine Trennung aufgrund der Verletzung der maximalen und minimalen Frequenzwerte (47.5 Hz und 51.5 Hz) sei weiterhin erlaubt. Passive Verfahren verursachen keine Rückwirkungen und können im Hintergrund aktiv bleiben.

Anlagen vom Typ 1 sollte die Trennung vom Netz bei Unterschreiten von 80 % U_{nN} nicht generell verweigert werden. Hier sollte die Inselnetzerkennung und inselnetzbedingte Trennung vom Netz auch während des Durchfahrens der FRT-Kurve zulässig sein, um im Zweifel die Anlagen zu schützen, da sie durch asynchrone Wiederschaltungen stärker gefährdet sind als EZA vom Typ 2. Anlagen vom Typ 2 sollten sich beim Unterschreiten von 80 % U_{nN} auch dann nicht vom Netz trennen dürfen, wenn die integrierte Inselnetzerkennung eine Abschaltung verlangen würde. Diese Vorgabe sollte zeitlich befristet und nur für den definierten Spannungstrichter gültig sein. Ist nach Rückkehr in den Normalbetrieb weiterhin ein Inselnetz detektiert, so kann sich die Anlage anschließend abschalten. Das aktuell vorgegebene Zeitfenster von 5 s für die Inselnetzerkennung würde somit immer noch eingehalten, wenn die dynamische Netzstützung spätestens nach 2 s abgeschlossen ist.

Anforderungskatalog und Prüfkriterien für Inselnetzerkennungs-Methoden Folgende Anforderungen an zukünftige Inselnetzerkennungs-Methoden werden qualitativ definiert. Sie stellen die Eignung der Methoden fest und dienen als Grundlage für die Bewertung sowie den Vergleich untereinander.

Im Wesentlichen müssen Inselnetzerkennungs-Methoden folgende Kriterien erfüllen:

1. Inselnetze müssen entsprechend der Vorgaben identifiziert und abgeschaltet werden.
2. Methoden zur Inselnetzerkennung müssen auch die sich ändernde Laststruktur im Niederspannungsnetz berücksichtigen und dürfen ihre Wirksamkeit nicht verlieren.
3. Die Erkennung und Abschaltung von Inselnetzen darf die Erbringung wichtiger Systemdienstleistungen, wie z.B. der dynamischen Netzstützung nicht unterwandern.
4. Die Auswirkungen aktueller und neuer Vorgaben zu Systemdienstleistungen im Niederspannungsnetz sowie die Interaktionen zwischen Systemdienstleistungen und Inselnetzerkennung dürfen nicht zum Verlust der Wirksamkeit führen.
5. Negative Rückwirkungen von Inselnetzerkennungs-Methoden, dürfen nicht zu einem unzulässigen Absinken der Spannungsqualität und Systemstabilität führen.
6. Benachbarte EZA dürfen durch vermehrten Einsatz etablierter oder neuer Inselnetzerkennungs-Methoden nicht unzulässig beeinflusst werden.
7. Inselnetzerkennungsvorgaben dürfen nicht mit anderen sicherheitstechnischen Anforderungen und Normen kollidieren sowie die Anlagen nicht gefährden.

Die gestellten Anforderungen fließen in die Überarbeitung der Prüfanforderungen zur Inselnetzerkennung ein (z.B. in [3] oder [4]). Eine Vorgabe, *welches* Verfahren konkret von den Anlagenherstellern angewandt werden soll, sollte nicht angestrebt werden.

2.5 Empfehlungen und Änderungsvorschläge

1) Umsetzung der dynamischen Netzstützung Die Umsetzung der dynamischen Netzstützung unter Berücksichtigung der Inselnetzerkennung wird entsprechend der Vorgaben aus Abschnitt 2.4 empfohlen.

2) Weiterentwicklung und Anpassung des Schwingkreistests Die Untersuchungen in dieser Studie ergaben, dass die Schwingkreisgüte $Q_f = 2$ als sehr konservativ einzustufen ist. Weiterhin finden in Zukunft wahrscheinlich vermehrt destabilisierende Verbraucher (z.B. Konstantleistungs-Lasten) im Niederspannungsnetz Einsatz, was dazu führt, dass der Schwingkreistest im Vergleich zu realen Verhältnissen als noch konservativer anzusehen ist.

Es wird daher mittelfristig empfohlen, die Schwingkreisgüte auf einen niedrigeren Wert zu reduzieren, beispielsweise auf $Q_f = 0.5$ wie in Großbritannien. Dies hätte zur Folge, dass die Hersteller von Wechselrichtern die Aggressivität der Inselnetzerkennung reduzieren können. Negative Wechselwirkungen in schwachen Netzen mit hohem Anteil an Typ 2 Erzeugern könnten damit reduziert werden.

3) Vermehrter Einsatz von passiven Inselnetzerkennungs-Methoden Konservative Annahmen und Sicherheitsbedenken von Netzbetreibern führten in der Vergangenheit zu einem Ausbau und Weiterentwicklung aktiver Inselnetzerkennungsmethoden. Grund hierfür waren die relativ großen NDZ passiver Methoden insbesondere bei Netzen mit hohem Gütefaktor Q_f . Untersuchungen in dieser Studie und in weiten Teilen der Literatur zeigen jedoch, dass der intelligente Einsatz und die Kombination mehrerer passiver Erkennungsmethoden bereits sehr kleine NDZ realisieren können. Dies gilt sowohl für EZA vom Typ 1 als auch

vom Typ 2. Es wird daher empfohlen, einen vermehrten Einsatz von passiven Methoden zu prüfen.

Bei Erzeugungsanlagen vom Typ 1 kommen ohnehin nur passive Methoden zum Einsatz. Sie könnten beispielsweise durch eine Überwachung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF oder ROCOFOP) ergänzt werden. Weitere Verbesserungen in der Inselnetzerkennung könnte die in [5] vorgestellte Methode zur Überwachung des Schwingungsverhaltens von Synchrongeneratoren bieten.

Wechselrichter-gekoppelte Anlagen dürfen aktuell nur mit einer aktiven Inselnetzerkennung ausgestattet werden. Es wurde jedoch im Rahmen dieser Studie gezeigt, dass durch den Einsatz der ROCOF-Methode auch mit einer Kombination aus passiven Inselnetzerkennungsmethoden sehr kleine NDZ realisiert werden können. Ist eine Abkehr von aktiven Methoden generell nicht gewünscht, können durch Kombination mit passiven Methoden zumindest die Auswirkungen im Normalbetrieb ($f = 50$ Hz) minimiert werden. Eine Förderung passiver Methoden muss mit geeigneten Anpassungen der bisher gültigen Prüfverfahren (z.B. Schwingkreistest) einhergehen.

4) Differenzierung zwischen *Erkennen* und *Abschalten* von Inselnetzen In mittlerer Zukunft sollte ein Ansatz verfolgt werden, mit dem die *Abschaltung* von stabilen Inseln nicht obligatorisch ist. Ist eine Insel in der Lage, den Inselnetzzustand zuverlässig zu erkennen und sich kontrolliert selbst zu regeln, so hat dies zwei wesentliche Vorteile:

- Die Versorgungssicherheit des Netzgebietes nimmt zu.
- Bei einem großflächigen Blackout und Wiederaufbau des Netzes können einzelne stabile Inseln sukzessive wieder synchronisiert werden und unterstützen damit den Wiederaufbau.

Um diese Potentiale zu heben ist notwendig, dass

- die Verantwortlichkeit in einem solchen Fall des Notbetriebs geklärt werden muss, da der Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Inselbetriebes keine Möglichkeit der Steuerung hat, bis dato jedoch ggf. dafür verantwortlich ist.
- Schäden an Anlagen oder Behinderungen eines Wiederaufbaus nach einem großflächigen Blackout effektiv verhindert werden können.
- die Inseln eine Frequenz- und Spannungsregelung vornehmen können, die einen stabilen Inselnetzbetrieb überhaupt zulassen und die eine Resynchronisation mit dem Netz ermöglichen.
- die Inseln zum Zeitpunkt der Resynchronisation über eine ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanz im geforderten Betriebspunkt (z.B. 230 V, 50 Hz, korrekte Phasenlage φ) verfügen.

Besonders geeignet für diesen Ansatz sind bereits heute geplante und umgesetzte Microgrids. Sie sind in der Lage, sich kontrolliert vom Netz zu trennen, wenn der Betreiber dies möchte. Auch ein stabiler Betrieb sowie eine Resynchronisation sind möglich. Die definierte Kuppelstelle ist mit entsprechenden Schutzeinrichtungen ausgestattet und stimmt meist mit der Eigentums- und Verantwortlichkeitsgrenze überein. Microgrids müssten in der Zukunft zusätzlich noch in der Lage sein, auch eine *unvorhergesehene* Trennung vom Netz und damit einhergehend zunächst nicht-ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanzen zu bewäl-

tigen. Durch Überwachung der Kuppelstelle kann dann auf ein wiederkehrendes Netz der öffentlichen Versorgung resynchronisiert und somit ein Wiederaufbau gestützt werden.

5) Anwendung einer kaskadierten Inselnetzerkennung nach Größe der Anlagen

In Versorgungsnetzen, in denen relativ große EZA ans 0,4-kV-Netz angeschlossen sind (z.B. im Bereich von $P_n > 100$ kW), könnte eine kaskadierte Inselnetzerkennung sinnvoll sein. Der Einsatz von Mitnahmeschaltungen könnte zunächst alle größeren EZA vom Netz trennen. Die dadurch entstehenden Schwankungen in Frequenz und Spannung sollten ausreichen, um passive Inselnetzerkennungssysteme von eventuell vorhandenen rotierenden Generatoren zu aktivieren. Die verbleibenden EZA vom Typ 2 sind anschließend in der Lage, durch ihre Verfahren ebenfalls eine Abschaltung zu erreichen ohne dabei durch verbleibende Massenträgheitsmomente beeinträchtigt zu werden.

6) Vorgaben zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz Die NDZ von Synchrongeneratoren vergrößert sich, wenn diese mit einem Erregersystem betrieben werden, das die Klemmenspannung und nicht die Blindleistung regelt. Es wird daher empfohlen, die Einführung von spannungsstabilisierenden Verfahren im 0,4-kV-Netz vorher ausführlich zu prüfen und die Zeitkonstanten der Regelung so zu wählen, dass die Inselnetzerkennung davon nicht betroffen ist ($T > 5 \dots 10$ s). Dies gilt auch für die mögliche Einführung einer $Q(U)$ -Regelung für EZA vom Typ 2 und generell bei der Spannungsregelung.

Generell sollte vor Einführung einer neuen Spannungs- oder Frequenzregelung eine Prüfung auf Veränderungen in der Inselnetzerkennung durchgeführt werden.

7) Behandlung von Erzeugungsanlagen, die weder Typ 1 noch Typ 2 entsprechen

In der Vorgängerstudie zur dynamischen Netzstützung wurde neben den beiden gängigen Erzeugungstypen 1 und 2 ein zusätzlicher Typ 3 eingeführt, der z.B. Stirlinggeneratoren, Asynchrongeneratoren und Brennstoffzellenanlagen beinhaltet. Diese Erzeugungsanlagen kommen nicht häufig zum Einsatz und haben somit geringe Bedeutung für die Systemstabilität. Auch für diesen Typ gilt, dass der Anlagenschutz Vorrang vor einer Stützung des Netzes im Fehlerfall hat. Bei Anlagen mit Wasserstoff als primärem Energieträger gelten beispielsweise Normen zur Regelung von Gasströmen und Flammenüberwachung. Diese geben vor, dass bei Unterschreitung der 80 % U_{nN} Schwelle eine sofortige Abschaltung erfolgen muss. Damit können die Anlagen keine dynamische Netzstützung mehr erbringen. Solange die Anlagen während des Betriebs mit Überwachungssystemen entsprechend der VDE-AR-N 4105 ausgestattet sind, z.B. dreiphasige Spannungsüberwachung (nicht bei dreiphasigen Wechselrichtern) oder aktiven Methoden wie z.B. Impedanzmessung (Stirling- und Asynchrongeneratoren) oder Frequenz-Shift-Verfahren (bei dreiphasigen Wechselrichtern), stellt dies aus Sicht der Inselnetzerkennung keine Gefährdung dar.

2.6 Beispielhafte Empfehlungen für die Implementierung einer Inselnetzerkennung

Ein perfektes Inselnetzerkennungs-System existiert nicht bzw. wäre aus Kostengründen nicht implementierbar (vgl. hierzu zentrale Methoden). Für unterschiedlich geartete Netze können jedoch entsprechend geeignete Ansätze eine hohe Wirksamkeit erzielen.

Unterschiedliche Verteilung der installierten Leistung von Erzeugungsanlagen

Gibt es in einem Netzgebiet wenige große ($P > 100$ kVA) Anlagen (sowohl Wechselrichter- als auch direkt gekoppelt), so kommt für diese Großanlagen eine Mitnahmeschaltung infrage, dadurch wird die Anlage durch Öffnen des Leistungsschalters zeitgleich mit dem Transformator zur nächsthöheren Netzebene vom Netz getrennt. Eine dynamische Netzstützung bzw. entsprechende Spannungsüberwachung ist dann nicht notwendig, weil sich definitiv eine Insel gebildet hat. Die Trennung dieser Anlagen sollte ausreichend große Schwankungen in Frequenz und Spannung hervorrufen, um kleinere ($P < 20$ kVA) Anlagen ebenfalls erfolgreich vom Netz zu nehmen. Werden durch die Mitnahmeschaltungen rotierende Generatoren vom Netz getrennt, können aktive Wechselrichter-Methoden das Inselnetz anschließend zuverlässig erkennen und sich abschalten. Sind alle Anlagen im Netzgebiet in der gleichen Leistungsklasse, ist eine Mitnahmeschaltung für wenige Anlagen nicht sinnvoll und für viele Anlagen vermutlich zu teuer. In diesem Fall ist der alleinige Einsatz von dezentralen Systemen zu empfehlen.

Anteil an Wechselrichtern bzw. rotierender Generatoren Ein hoher Anteil an rotierenden Generatoren schränkt die Detektionswirksamkeit mancher Inselnetzerkennungsmethoden (z.B. Frequenz-Shift-Verfahren) ein. Grund ist die frequenzstabilisierende Wirkung von rotierenden Generatoren. Es kann zu einer längeren Auslösezeit kommen, sodass die geforderten 5 Sekunden aus der Norm ggf. nicht eingehalten werden. In diesem Fall bietet sich der Einsatz von Impedanz-Methoden bei Synchrongeneratoren an, um die Wirksamkeit der passiven Systeme zu unterstützen. Alternativ können auch bessere passive Methoden als die einfache Frequenz- und Spannungsmessung eingesetzt werden, z.B. Überwachung des Schwingungsverhaltens, des dynamischen Verhaltens etc.

Bei einem hohen Anteil von Wechselrichteranlagen kann davon ausgegangen werden, dass der Durchdringungsgrad neuerer Systeme mit aktiver Inselnetzerkennung sukzessive steigt und somit auch die summierte Wirksamkeit der aktiven Inselnetzerkennung. Bei einem hohen Altbestand ohne aktive Inselnetzerkennungsmethoden kann die Wirksamkeit der ausgerüsteten Anlagen durch den prozentual geringeren Anteil an der Gesamtleistung anteilig abnehmen. Die Parametrierung der aktiven Systeme ist jedoch durch die Schwingkreisgüte $Q_f = 2$ in der Norm vorgegeben, sodass auch in diesen Fällen eine Erkennung erfolgreich sein sollte.

Kapitel 3

Grundlagen der Inselnetzerkennung

3.1 Die Non-Detection-Zone (NDZ)

Inselnetzerkennungs-Methoden werden im Wesentlichen über die sogenannte Non-Detection-Zone (NDZ) verglichen. Diese stellt den Arbeitsbereich dar, in dem eine bestimmte Methode ein entstandenes Inselnetz nicht erkennen kann. In der Literatur wurde dies beispielsweise in [6] und [7] vorgenommen. Ein Vergleich verschiedener Methoden über die NDZ ermöglicht eine Bewertung der Effektivität. Je kleiner eine NDZ, desto effektiver ist die gewählte Methode und desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einer ungewollten Inselnetzbildung kommt, die nicht erkannt und abgeschaltet wird. Aus diesem Grund wurde in der Vergangenheit die Verbesserung bereits existierender Methoden durch eine Verkleinerung der NDZ gezeigt. Im Wesentlichen handelte es sich dabei um Verbesserungen im Algorithmus oder Kombination verschiedener Methoden [8], [9] und [10].

In NDZ-Darstellungen werden meist nur statische Arbeitspunkte betrachtet (steady state). Diese stellen sich nach Bildung des Inselnetzes aufgrund der Wirk- und Blindleistungsbilanz ein. Eventuelle dynamische Effekte, wie beispielsweise Änderungsgeschwindigkeiten von Frequenz und Spannung oder auftretende Schwingungen bzw. Überschwinger bei der Verschiebung von Arbeitspunkten werden meist nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund wurden im Rahmen dieser Studie hier weitere Untersuchungen durchgeführt (siehe Kapitel 6). Die NDZ-Darstellung kann die Effektivität einer Methode nicht allein darstellen, liefert jedoch wichtige Anhaltspunkte beim gegenseitigen Vergleich verschiedener Methoden. In der Literatur werden drei verschiedene Formen der Darstellung von NDZ verwendet. Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt:

$\Delta P/\Delta Q$ -Ebene: Ausgehend von einem Arbeitspunkt, in dem Erzeugung und Verbrauch von Wirk- und Blindleistung übereinstimmen, werden Abweichungen davon in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene beschrieben. Sie quantifiziert die Abweichung der Wirk- und Blindleistung meist in Bezug auf die Gesamterzeugung (bzw. Gesamtverbrauch) im Inselnetz, P_n . Dies führt zu einer prozentualen Skalierung der Achsen in graphischen Darstellungen. Abbildung 3.1 zeigt exemplarisch eine NDZ in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene.

In der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene lassen sich zwar die Verhältnisse von Erzeugung und Verbrauch zueinander darstellen, jedoch sind bestimmte Charakteristika der Lasten nicht bzw. nur einge-

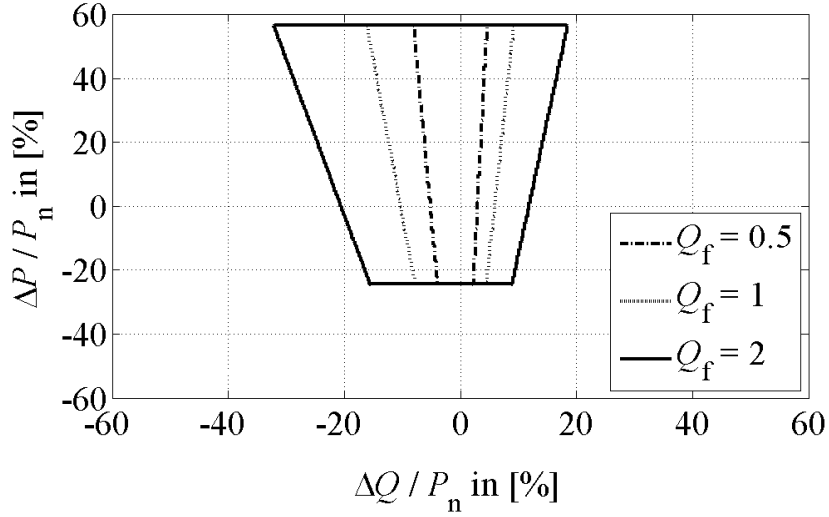


Abbildung 3.1: NDZ in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene

schränkt darstellbar. Lasten in Inselnetzerkennungs-Tests werden als parallele RLC-Schwingkreise angenommen. Dessen elektrische Eigenschaften hängen vom Verhältnis der Wirk- und Blindwiderstände ab. Es können zwei Kenngrößen definiert werden, die Resonanzfrequenz f_{res} sowie die Schwingkreisgüte Q_f . Diese sind im IEEE-Standard 929-2000 folgendermaßen definiert [11]:

$$\begin{aligned}
 Q_f &= \frac{\text{max. kapazitive Blindenergie}}{\text{Wirkleistungsverluste pro Periode}} = \frac{Q_{\text{kap}}}{P_L} = \\
 &= 2\pi \cdot \frac{0.5 \cdot C \cdot (\sqrt{2} \cdot U)^2}{\frac{U^2}{R} \cdot \frac{1}{f_{\text{res}}}} = \omega_{\text{res}} \cdot R \cdot C = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \\
 \omega_{\text{res}} &= \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad , \quad f_{\text{res}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot L \cdot C}}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Die Resonanzfrequenz f_{res} ist in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene indirekt über die Blindleistungsbilanz dargestellt. Ein $\Delta Q = 0$ entspricht $f_{\text{res}} = 50$ Hz. Weitere Transformationen von ΔQ auf f_{res} sind ohne Angabe von Q_f nicht möglich. Aus diesem Grund muss Q_f in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene immer als Parameter mit angegeben werden (vgl. Abbildung 3.1). Da Q_f für die Effektivität (und damit die NDZ) von Inselnetzerkennungs-Methoden jedoch von entscheidender Bedeutung ist, wurden neue Darstellungsformen gewählt.

C_{norm}/L -Ebene: Die Weiterentwicklung aktiver Inselnetzerkennungs-Methoden führte zur C_{norm}/L -Darstellung. Aktive Methoden, die vornehmlich die Frequenz anregen und somit eine Verschiebung des Arbeitspunkts außerhalb der gültigen Frequenzbänder erzielen, stoßen bei ausgeprägt kapazitiven Netzen an ihre Grenzen. Aus diesem Grund wurde beispielsweise in [12] eine veränderte Darstellungsform vorgeschlagen (vgl. Abbildung 3.2). Diese ermöglicht detailliertere Untersuchungen des Frequenz- und somit Blindleistungsverhaltens von Wechselrichtern im Inselnetz. Nachteil dieser Darstellung ist, dass die Wirkleistungsabgabe nicht ohne Angabe des Wirkwiderstands R betrachtet werden kann. Dieser muss als Parameter angegeben werden, weshalb die Darstellung ähnliche Nachteile zur Darstellung des gesamten RLC-Schwingkreises hat wie die $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene.

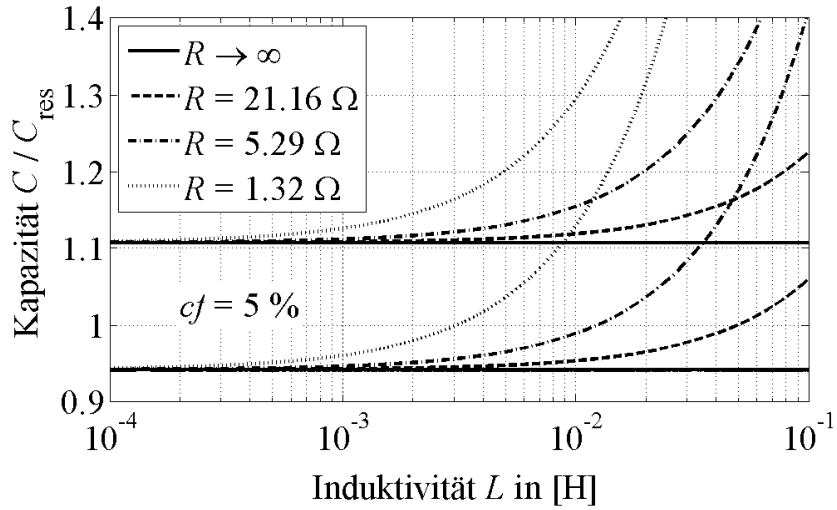


Abbildung 3.2: NDZ in der C_{norm}/L -Ebene

f_{res}/Q_f -Ebene: In [13] wurde die Darstellung in der C_{norm}/L -Ebene hin zur f_{res}/Q_f -Ebene weiterentwickelt. Sie konzentriert sich auf die Darstellung des Frequenzverhaltens. Ein eventuelles Ungleichgewicht der Wirkleistung wird nicht betrachtet ($\Delta P = 0$), jedoch berücksichtigt die Darstellung über die Schwingkreisgüte Q_f indirekt auch die Wirkleistungsaufnahme der Last. Die Vernachlässigung eines möglichen Wirkleistungsungleichgewichts resultiert aus der relativen Unempfindlichkeit der gängigen aktiven Methoden gegenüber der Wirkleistungsbilanz. Die Wirkleistungsbilanz resultiert in veränderten Spannungsniveaus im Inselnetz. Aktive Methoden regen jedoch meist die Frequenz an, welche fast ausschließlich von der Blindleistungsbilanz abhängt. Unterschiedlich starke Anregungen aktiver Inselnetzenerkennungs-Methoden (Wirkparameter) können in der f_{res}/Q_f -Ebene übersichtlich dargestellt werden. Ein Beispiel zeigt Abbildung 3.3.

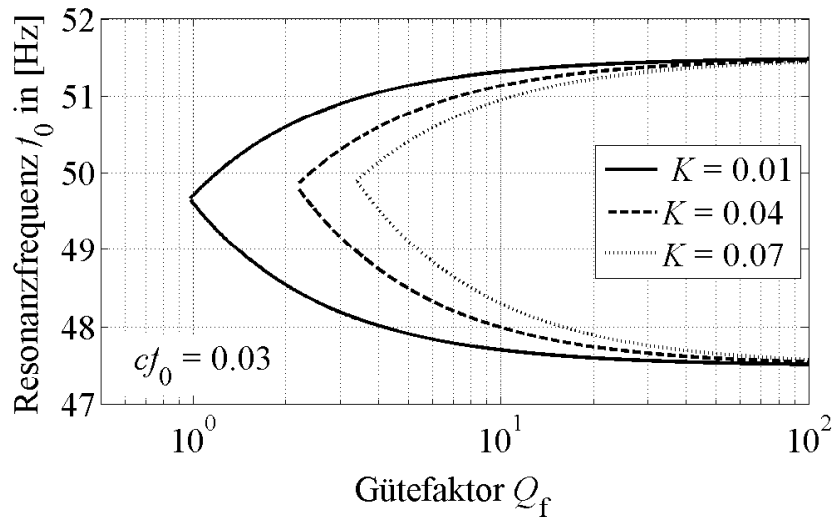


Abbildung 3.3: NDZ in der f_{res}/Q_f -Ebene

3.2 Ausgewählte Inselnetzerkennungs-Methoden

Abbildung 3.4 zeigt eine mögliche Klassifizierung existierender Inselnetzerkennungs-Methoden. Im Wesentlichen wird zwischen dezentralen und zentralen Methoden unterschieden.

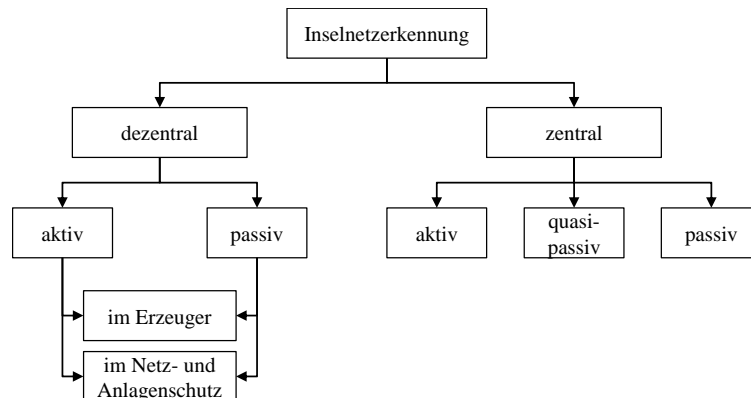


Abbildung 3.4: Klassifizierung von Inselnetzerkennungs-Methoden

Zentrale Methoden beeinflussen bzw. überwachen mehr als nur eine Erzeugungsanlage (EZA). Die Überwachung findet auf der Netzseite des Netzverknüpfungspunktes (NVP) statt. Dezentrale Methoden agieren nur an einer einzelnen EZA. Ihre Installation ist auf der Anlagenseite des NVP.

Eine weitere wichtige Unterscheidung findet zwischen aktiven sowie passiven Methoden statt. Passive Methoden *überwachen* elektrische Größen wie z.B. Strom, Spannung, Leistungen, Frequenz etc. Sie verursachen keine Rückwirkungen auf das Netz und somit auch nicht auf andere EZA. Beispiele sind in [14] zu finden. Aktive Methoden *beeinflussen* elektrische Größen. Sie regen das Netz am NVP an und messen die Systemantwort (z.B. Impedanz oder Frequenz) [15] [16]. Quasi-passive Methoden nutzen das Netz als Infrastruktur und modulieren eigene Kommunikationssignale auf die Netzspannung auf. Diese Modulation findet in vergleichsweise hohen Frequenzbereichen und mit kleinen Amplituden statt, wodurch die Auswirkungen der Anregung (Modulation) praktisch keinen Einfluss auf den Betrieb des Netzes bzw. der Anlagen hat.

Dezentrale Methoden können sowohl in den EZA als auch im vorgeschalteten Netz- und Anlagenschutz integriert sein [4]. Im ersten Fall findet die Überwachung bzw. Anregung durch die EZA selbst statt (z.B. Spannungsmessung oder Einspeisung nicht-sinusförmiger Ströme), im zweiten Fall erfolgt die Überwachung bzw. Anregung durch ein Zusatzgerät. Da dieses nicht Teil der Erzeugung bzw. Energieumformung ist, sind die Methoden zur Anregung des Netzes begrenzt (z.B. auf Impedanzmessungen). Aktive Methoden im Netz- und Anlagenschutz wurden beispielsweise in der *Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe* (ENS) implementiert [17]. Passive Methoden (dreiphasige Spannungs- und Frequenzüberwachung) finden in der Bidirektionalen Sicherheitsschnittstelle (BISI) Anwendung [18].

Tabelle 3.1 zeigt die in diesem Bericht erfassten und dokumentierten Inselnetzerkennungs-Methoden. Die grundlegenden Prinzipien der Inselnetzerkennung werden durch die erwähnten Methoden im Wesentlichen erfasst. Darüber hinaus existieren noch weitere Methoden, insbesondere Variationen der Grundtypen oder Kombinationen aus mehreren Methoden.

Tabelle 3.1: Übersicht über die in diesem Bericht dokumentierten Inselnetzerkennungs-Verfahren. NAS: Netz- und Anlagenschutz

Methode	Anlagentyp	Verteilung	Art	Verwendungsort
Impedanzinprägung	alle	zentral	aktiv	Netzbetreiber
Selective Fernauslösung	alle	zentral	passiv	Netzbetreiber
Power Line Communication	alle	zentral	quasi-passiv	Netzbetreiber
Überwachung von Spannungs- und Frequenzgrenzen	alle	dezentral	passiv	EZA / NAS
Überwachung von Harmonischen	alle	dezentral	passiv	EZA / NAS
Rate of Change of Output Power	alle	dezentral	passiv	EZA / NAS
Rate of Change of Frequency	alle	dezentral	passiv	EZA / NAS
Rate of Change of Frequency over Power	alle	dezentral	passiv	EZA / NAS
Vektorsprungrelais	Typ 1	dezentral	passiv	NAS
Überwachung des Frequenz-Schwingungsverhalten	Typ 1	dezentral	passiv	NAS
Messung der Netzimpedanz am Beispiel der ENS	alle	dezentral	aktiv	NAS
Impedanzmessung bei spezifischer Frequenz	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA
Messung der Netzimpedanz durch Variation der Ausgangsleistung	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA
Active Frequency Drift (AFD)	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA
Sandia Frequency Shift (SFS)	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA
Slip-Mode Frequency Shift (SMS)	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA
Japan Standard Islanding Detection Algorithm, JSID	Typ 2	dezentral	aktiv	EZA

3.2.1 Zentrale Methoden

3.2.1.1 Impedanzeinprägung

Bei der Impedanzeinprägung wird eine niedrige Impedanz (meist eine große Kondensatorbank, C_{imp}) auf der Oberspannungsseite eines Transformators (siehe Abbildung 3.5) verwendet. Im Normalbetrieb ist sie nicht an das Netz angeschlossen. Wird die Verbindung zum überlagerten Netz getrennt (z.B. durch Öffnen eines Leistungsschalters 1), so wird kurz darauf die Impedanz durch Schließen von Leistungsschalter 2 zugeschaltet.

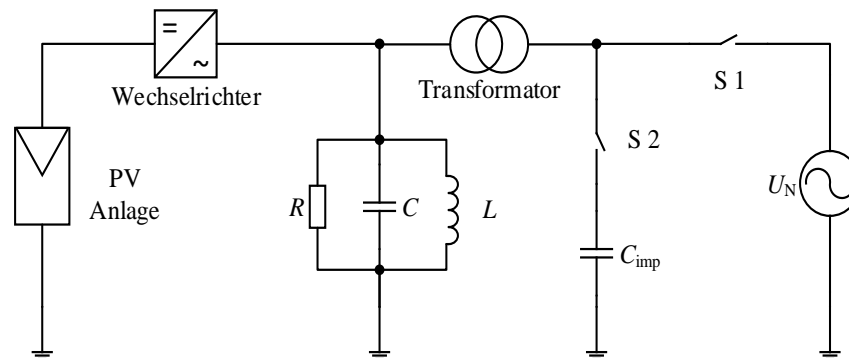


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips der Impedanzeinprägung

Kommt es bei der Kombination aus Erzeugungsanlagen (hier PV-Anlage) und angeschlossener Last (hier RLC-Schwingkreis) zu einem stabilen Inselnetzbetrieb, kann durch Zuschalten großer Kapazitäten die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch der Blindleistung gestört werden. Diese Störung führt zu einer Phasenverschiebung und einer schlagartigen Änderung der Resonanzfrequenz f_{res} . Dadurch sinkt die Frequenz und die Frequenzrelais der Anlagen lösen aus.

Die kurze Verzögerung zwischen Öffnen und Schließen der beiden Schalter ist notwendig, da eine große Kapazität theoretisch eine induktive Last kompensieren könnte. So entstünde eine Balance, durch die die Inselnetzerkennung fehlschlagen könnte. Stellt sich jedoch ein stabiles Inselnetz mit $f_{\text{Insel}} \approx f_n$ ein, so kann die Hinzuschaltung von C_{imp} zur Abschaltung der Insel führen.

Es ist theoretisch auch möglich, induktive Impedanzen zu verwenden, sofern die resultierende Phasen- und Frequenzverschiebung erkennbar ist. Die Nutzung von Kapazitäten birgt jedoch Vorteile. So können Kondensatorbanken im Normalbetrieb der Blindleistungskompensation dienen.

Die Methode gilt als sehr effektiv, sofern die Verzögerung zwischen dem Öffnen des Schalters und Anschließen der Kapazität eingehalten wird [19] [20]. Die für diese Methode benötigten Kapazitäten sind jederzeit verfügbar und Versorger haben ausreichend Erfahrung mit deren Betrieb. Die Impedanzeinprägung weist jedoch gravierende Nachteile auf:

- Hohe Kosten für einen flächendeckenden Einsatz von Kondensatorbänken, vor allem dort, wo sie nicht bereits zur Blindleistungskompensation Verwendung finden
- Bei stark verzweigten Netzen und vielen möglichen Inselsystemen (starke Verbreitung von Erzeugungsanlagen) müsste theoretisch an jedem Abzweig eine Kondensatorbank installiert werden. Außerdem müsste ggf. eine Kommunikation zwischen Kondensatorbänken und Leistungsschaltern installiert werden

- Relativ lange Reaktionszeit aufgrund der Schaltverzögerung und Zuschaltung der Kondensatorbänke (insbesondere bei sehr kurzen Inselnetzerkennungszeiten problematisch)

Diese Methode hat theoretisch keine NDZ, sofern die verwendeten Kondensatorbänke ausreichend groß sind um die notwendige Phasen- und Frequenzverschiebung hervorzurufen.

3.2.1.2 Selektivschutz durch unmittelbare Fernauslösung

Der Status aller für eine mögliche Inselnetzbildung relevanten Schalter und Trenner wird durch SCADA-Systeme überwacht [21]. Die Kommunikation zwischen Betriebsmittel und zentraler Recheneinheit wird im Idealfall über gesicherte Leitungen realisiert um Fehlersicherheit zu gewährleisten. Eine Inselnetzdetektion erfolgt, wenn das System einen fehlerhaften Zustand einer Schalteinrichtung erkennt. Dies kann beispielsweise durch Unterbrechen, Senden oder Verändern eines digitalen oder analogen Trägersignals sein. Es besteht ein hoher Vernetzungsgrad zwischen den Betriebsmitteln sowie Erzeugeranlagen und dem jeweiligen Netzbetreiber. Dadurch entstehen oft hohe Kosten für die Infrastruktur.

3.2.1.3 Power Line Communication (PLC)

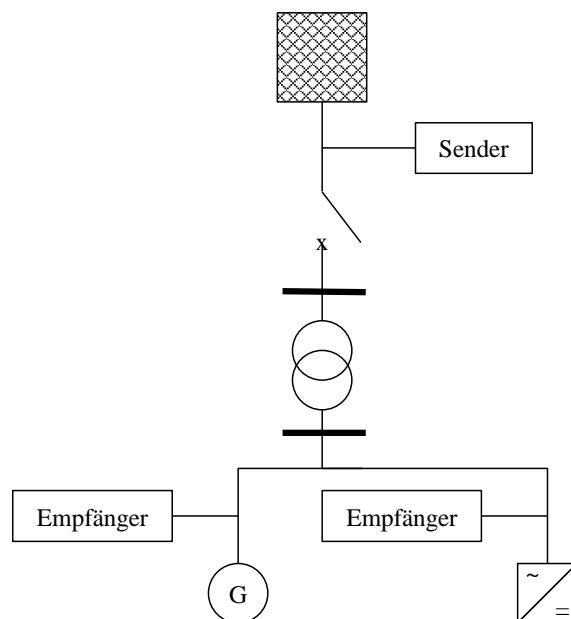


Abbildung 3.6: Funktionsprinzip der Power Line Communication

Funktionsprinzip In Abbildung 3.6 ist das Funktionsprinzip der Power Line Communication Methode (PLC) dargestellt. Eine zentrale Sendeeinheit verschickt ein Signal, meist im Übertragungsnetz oder zentralen Netzknoten im Verteilnetz. Dieses wird auf das Versorgungsnetz moduliert. Empfänger an den Erzeugungsanlagen detektieren das Signal und wissen somit, dass weiterhin eine Verbindung zum Netz der öffentlichen Versorgung existiert. Bei Auslösung einer Schutzeinrichtung (z.B. eines Leistungsschalters) wird die Übertragungsstrecke unterbrochen. Das Signal erreicht die Erzeuger in den unterlagerten Netzebenen nicht mehr. Das wird als Bildung eines Inselnetzes erkannt und die Anlagen trennen sich vom Netz.

Die verwendeten Trägerfrequenzen reichen von Subharmonischen bis in den zweistelligen Kilohertz-Bereich [22] [23]. Es ist davon auszugehen, dass die Struktur des Netzes mit seiner charakteristischen Impedanz eher dafür geeignet ist, niedrige Frequenzen über lange Strecken zu transportieren. Das ergibt sich durch steigende Impedanzen in hohen Frequenzbereichen (serielle Spulen sowie Shunt-Kapazitäten), was zu einer erhöhten Dämpfung und damit begrenzten Reichweite führt. Ein weiteres Problem hoher Trägerfrequenzen sind sich ausbildende stehende Wellen sowie Reflexionen. Ein generelles Problem ist jedoch das meist unbekannte Impedanzverhalten des Netzes sowie das Auftreten von Resonanzen in verschiedenen Frequenzbändern. Zudem ändert sich die Impedanz des Netzes ständig, was die Auswahl einer geeigneten Trägerfrequenz zusätzlich erschwert. Des Weiteren steigt mit zunehmender Frequenz die Kopplung der Phasen untereinander. Der Vorteil der Phasenidentifikation durch eindeutige Trägerfrequenzen wird dadurch gefährdet [22].

Eingesetzt werden Two-Way Automatic Communications Systeme (TWACS) in Verbindung mit einem Tiefpassfilter höherer Ordnung. Damit wird das Subharmonische Signal herausgefiltert. Anforderungen an die PLC-Methode sind:

- Das Trägersignal muss ununterbrochen zur Verfügung stehen und das mit möglichst geringem Energieverbrauch.
- Das Trägersignal muss sich möglichst weit und mit möglichst wenig Dämpfung verbreiten.
- Für jede Phase sollten unterschiedliche Frequenzen eingesetzt werden um eine eindeutige Zuordnung zu ermöglichen.
- Das Trägersignal sollte lokal nicht imitierbar sein.
- Es muss ein ausreichendes Signal-Rausch-Verhältnis (Signal Noise Ratio, SNR) gewährleistet werden.
- Gegebenenfalls muss ein Rückfallkonzept wirksam sein für den Fall, dass die PLC-Methode ausfällt.
- Sender und Empfänger sollten eine lange Lebensdauer und geringe Wartung haben.
- Die Kosten für Empfänger müssen sehr gering sein um die spezifischen Stromgestehungskosten nicht zu erhöhen. Die Kosten für den Sender können auf mehrere DEA umgelegt werden, sollten aber ebenfalls möglichst gering sein [24].

Technische Realisierungen Es existieren bereits technische Realisierungen von Empfängern. Diese konnten für weniger als 30 USD (Stand 2011) aufgebaut werden. Eine Kostenreduktion aufgrund von Skaleneffekten auf unter 10 USD wird vermutet [22].

Die Detektoren sind in der Lage, das PLC-Signal zu erkennen und Falschauslösungen weitestgehend zu vermeiden. Mithilfe eines digitalen Signalprozessors wird das Signal ständig über eine schnelle Fourier Transformation (FFT) analysiert. Die Auslösezeiten hängen im Wesentlichen davon ab, wie hoch der gewählte Sicherheitsabstand ist um ein fehlerhaftes Auslösen zu vermeiden. Es werden jedoch in der Regel Zeiten von unter 300 ms erreicht [25]. TWACS wurden bereits mehrmonatigen Feldtests unterzogen, bei denen alle Inselnetzbildungen korrekt detektiert werden konnten. Fehlauflösungen begründeten sich im Algorithmus selbst sowie in externen Störungen durch ein anderes TWACS, das im gleichen Verteilnetz aktiv war. Interferenzen und gegenseitige Störungen sollen in Zukunft weiter untersucht werden [22].

Möglich ist sowohl die Installation eines eigenen Sender-Empfänger-Systems als auch die Nutzung bereits vorhandener Sender-Empfänger-Systeme. Vorteil der Nutzung bereits vorhandener Systeme sind die geringeren Installationskosten. Diese haben jedoch den Nachteil, dass diese Systeme nicht für den Einsatz eines PLC-Systems optimiert wurden. Bei eigenständigen Geräten können optimale Auslegung in Bezug auf Frequenzband, SNR, Reichweite etc. vorgenommen werden, was in der Summe zu geringeren Kosten führen könnte [24].

Vorteile Zentrale Methoden besitzen theoretisch keine NDZ. Dies bedeutet, dass diese Methoden für alle Kombinationen von Erzeugern und Verbrauchern einsetzbar ist [22] [24].

Gegenseitige Störungen von mehreren Erzeugern in örtlicher Nähe zueinander spielen nahezu keine Rolle bei der Detektierbarkeit von Inselnetzen (im Gegensatz zu aktiven und passiven Methoden) [22] [24].

Durch die Verwendung der Übertragungsleitungen zur Kommunikation werden automatisch alle Leistungsschalter und Unterbrecher, die eine Inselnetzbildung auslösen können, mit in das Überwachungssystem integriert. Dafür sind keine zusätzlichen Leitungen notwendig wie beispielsweise beim Selektivschutz durch unmittelbare Fernauslösung [22].

Einphasige Fehler können erkannt werden. Für jeden Außenleiter kann eine eigene Trägerfrequenz verwendet werden. Damit werden einphasige Erzeuger in die Lage versetzt, ihren verwendeten Außenleiter eindeutig zu identifizieren. Darüber hinaus werden dreiphasige Einspeiser sensibler gegenüber einphasigen Fehlern [22].

Negative Auswirkungen von Überspannungen durch das Schalten von Schutzeinrichtungen (insbesondere bei einem hohen Grad von Rückspeisung aus 0,4-kV-Netzen) können durch die kurzen Auslösezeiten begrenzt werden. Allerdings muss die BISI bei Verletzungen des Spannungsbandes auch heute bereits innerhalb von 0,2 s die Anlage vom Netz trennen [22].

Die Ursachen für Spannungs- und Frequenzeinbrüche können eindeutig identifiziert werden. Sollen Anlagen beispielsweise bei einem Kurzschluss spannungsstützend wirken (Fault Ride Through, FRT), wird das Inselnetzsignal nicht abgestellt. Ist für die Systemstabilität jedoch erforderlich, dass sich DEA schnellstmöglich vom Netz trennen und sich für eine gewisse Zeit nicht erneut synchronisieren sollen, kann dies über das Abschalten des Inselnetzsignals ausgelöst werden. Die statische und dynamische Spannungsstützung wird durch diese Methode theoretisch nicht gefährdet [24].

Die Empfänger des PLC-Signals können sowohl in die Anlagen integriert, als auch eigenständig zwischengeschaltet werden (wie die BISI), damit ist eine Nachrüstung von Anlagen möglich [24].

Nachteile Das Hauptproblem der Methode sind die hohen Kosten. Auch wenn bereits existierende Leitungen als Übertragungsstrecke dienen, so müssen für jede Erzeugungsanlage ein Sender und insgesamt mehrere Sender implementiert werden. Die Kosten für den Empfänger werden als relativ gering eingeschätzt. Insbesondere in vermaschten Netzen steigen die Kosten für die Sender jedoch stark an. Die Sendeleistung hängt von der Sendefrequenz und der Netzimpedanz ab. Tendenziell sinken die Kosten bei Verwendung einer niedrigeren Trägerfrequenz [24].

Ein weiterer Nachteil ist die begrenzte Reichweite. Bei der Wahl hoher Trägerfrequenzen steigen die Netzimpedanz und damit die Signaldämpfung. Des Weiteren treten Effekte wie

stehende Wellen, Nichtlinearitäten, Reflexionen und Resonanzstellen auf [23], [24]. In Simulationen mit standardisierten Netzen (IEEE 34 und 37-bus radial distribution feeder) konnten niederfrequente Signale (100, 200 und 300 Hz) bis in einer Entfernung von ca. 40 km detektiert werden [22].

PLC liefert aktuell keinen Schutz gegen Inselnetzbildung im Übertragungsnetz, solange nicht mehrere Sender und Empfänger eingesetzt werden. Bei der aktuellen Netzkonfiguration stellt dies kein Problem dar, kann aber durch zunehmende Zahl von DEA relevant werden. Beispielsweise, wenn ganze Verteilnetze sich als Inselnetz vom Übertragungsnetz trennen [22].

Aktuelle Forschungen Aktuelle Forschungen finden auf dem Gebiet der Modellierung von Übertragungstrecken statt. In [26] und [27] werden Kabel, in [28] Leitungen modelliert und deren elektrisches Übertragungsverhalten in den relevanten Frequenzbereichen analysiert. Diese konnten teilweise schon in Labor- und Feldtests validiert werden [29], [30]. Auch werden Modelle für Transformatoren entwickelt, um Erkenntnisse über die Durchlässigkeit von PLC-Signalen in bestimmten Frequenzbändern zu erlangen [31], [32].

PLC wird ebenfalls in Kombination mit aktiven sowie passiven Inselnetzerkennungs-Methoden untersucht. Dabei werden diese hybriden Systeme zum einen aus Redundanzgründen, zum anderen als Notfalllösungen eingesetzt [23].

3.2.2 Dezentral passive Methoden

3.2.2.1 Überwachung der Spannungs- und Frequenzgrenzen

Die Überwachung von Spannungs- und Frequenzgrenzen ist die Basis fast aller Inselnetzerkennungs-Methoden. Der Grund hierfür ist, dass für einen sicheren Netz- und Anlagenbetrieb ohnehin maximale und minimale Grenzen vorgeschrieben sind. Werden diese Grenzen überschritten, muss eine Trennung aller Erzeugungsanlagen binnen 0.2 s erfolgen [4]:

$$U_{\min} = 0.80 U_{\text{nN}} \quad (3.2)$$

$$U_{\max} = 1.15 U_{\text{nN}} \quad (3.3)$$

$$f_{\min} = 47.5 \text{ Hz} \quad (3.4)$$

$$f_{\max} = 51.5 \text{ Hz} \quad (3.5)$$

Bei der Trennung von Netzbereichen vom Verbundnetz tritt nur selten der Fall auf, dass Erzeugung und Verbrauch annähernd gleich groß sind. Um einen zulässigen Arbeitspunkt in einer potentiellen Insel zu erreichen, müssen sich Frequenz- und Spannungswerte entsprechend obiger Werte einstellen. Sind die Abweichungen zu groß, schalten sich die Anlagen direkt ab.

Die Details der Berechnung der NDZ sind im Abschnitt 3.4 aufgeführt. Abbildung 3.7 zeigt das Ergebnis der Berechnungen. Ungleichgewichte in der Wirkleistungsbilanz führen zu unzulässigen Spannungswerten, Ungleichgewichte in der Blindleistungsbilanz zu unzulässigen Frequenzwerten.

Die weite Verbreitung und die kostengünstige Implementierung sind ein Argument für diese Methode. Sie kann sowohl bei Wechselrichter-gekoppelten Anlagen als auch bei rotierenden Generatoren angewandt werden. Eine Schwäche ist jedoch die relativ große NDZ, wie sie in Abbildung 3.7 dargestellt ist. Zusätzlich variiert die Reaktionszeit oder ist teilweise

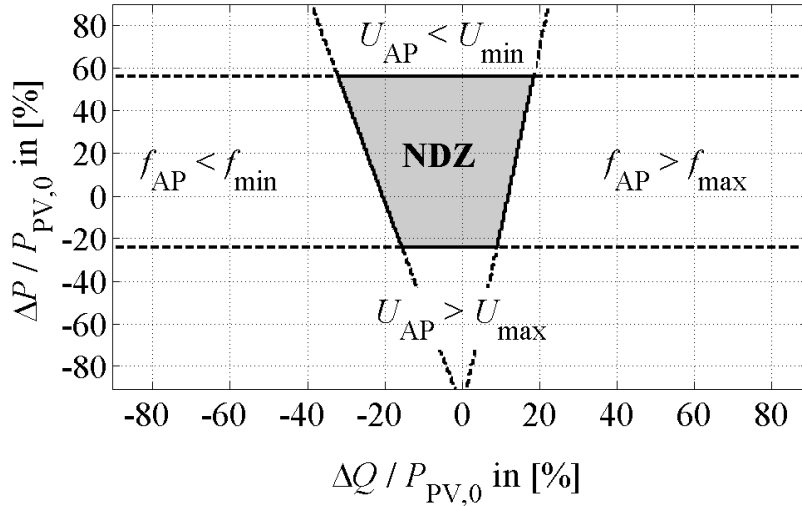


Abbildung 3.7: NDZ der Überwachung von Spannungs- und Frequenzgrenzen nach VDE-AR-N 4105:2011-08 [4]

unvorhersehbar. Aufgrund dieses Umstandes gilt die alleinige Verwendung dieser Methode als nicht ausreichend zur Inselnetzerkennung. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Leistungsbilanzen zufällig in der NDZ liegen, ist der Literatur zufolge in einigen Fällen als hoch einzuschätzen [11] [33] [34]. In [35] wird eine Berechnung der Wahrscheinlichkeit sowie eine Risikoabschätzung vorgenommen.

3.2.2.2 Überwachung von Harmonischen

Bei dieser Methode überwacht der Wechselrichter die Spannungsharmonischen (Total Harmonic Distortion, THD) am Netzverknüpfungspunkt und trennt sich vom Netz, sobald die THD eine bestimmte Grenze überschreitet.

Unter normalen Bedingungen kann das Netz als sehr starke und sinusförmige Spannungsquelle angenommen werden. Wesentliche Charakteristika der Netzspannung sind in der DIN EN 50160 spezifiziert. Über Wechselrichter gekoppelte Erzeugungsanlagen erzeugen Oberschwingungsströme sowie Zwischenharmonische, welche unerwünschte Netzzrückwirkungen erzeugen. Halten die Anlagen die in der DIN EN 61000 vorgegebenen Grenzwerte ein, so gelten die Netzzrückwirkungen als ausreichend begrenzt. Ist dies nicht der Fall, so errechnen sich die Maximalwerte der jeweiligen Frequenzanteile entsprechend einer Tabelle in der VDE-AR-N 4105 [4]. Diese werden in Abhängigkeit von der maximalen Kurzschlussleistung des Netzes angegeben.

Die Netzkurzschlussleistung S_{kV} des Netzes an einem Verknüpfungspunkt lässt sich direkt in eine Impedanz Z_N umrechnen:

$$Z_N = \frac{U_N^2}{S_{kV}} \quad (3.6)$$

Diese Netzimpedanz liegt laut einer Vorgabe der CENELEC unterhalb von

$$0.4 \, \Omega + j \cdot 0.25 \, \Omega. \quad (3.7)$$

bzw. unterteilt nach Außenleiter und Neutralleiter:

$$0.24 \Omega + j \cdot 0.15 \Omega \quad \text{pro Außenleiter und} \quad (3.8)$$

$$0.16 \Omega + j \cdot 0.10 \Omega \quad \text{im Neutralleiter.} \quad (3.9)$$

Die geringe Netzimpedanz im Normalbetrieb führt dazu, dass die Oberschwingungsströme der Erzeugungsanlage nur geringe Spannungsharmonische erzeugen.

Bei der Bildung eines Inselnetzes steigt die Netzimpedanz sprunghaft an. Bildet sich ein spannungs- und frequenzstabiles Inselnetz, das mithilfe der Überwachung der Harmonischen erkannt werden soll, so ist die verbleibende Netzimpedanz im Wesentlichen durch die angeschlossenen Lasten definiert. Das führt zu zwei Effekten:

- Die Stromharmonischen von Wechselrichter-gekoppelten EZA rufen höhere Spannungsharmonische hervor, welche durch die EZA gemessen werden können.
- Nicht-lineare Lasten (z.B. Schaltnetzteile) erhöhen zusätzlich den Anteil an nicht-sinusförmigen Strömen und damit Spannungsharmonischen. Dieser Effekt tritt auch bei reinen Drehstromspeisern (z.B. Synchrongeneratoren) auf und kann deshalb von allen Erzeugertypen detektiert werden.

Die Überwachung harmonischer Schwingungen ist selbst unter wechselnden Bedingungen häufig effektiv [36]. Durch den Einsatz mehrerer Wechselrichter sollte sich das THD-Niveau im Falle einer Inselnetzbildung sogar noch erhöhen und die Detektion erleichtern. Die Problematik der Methode liegt jedoch in der Festlegung geeigneter Grenzwerte. Diese müssen ausreichend niedrig sein um effektiv wirken zu können, dürfen aber nicht zu gering gewählt werden, um Fehlauflösungen zu vermeiden. Gelten für Wechselrichter-gekoppelte Anlagen beispielsweise Stromharmonische-Grenzwerte von 5 %, so muss der Auslösewert darunter liegen, da bei einer rein ohmschen Last im Inselbetrieb auch die Spannungsharmonischen unterhalb von 5 % lägen. Nimmt man ein Tiefpass-Verhalten der Last an (z.B. im Schwingkreistest, auch wenn die parallele RLC-Last streng genommen eine Bandsperre um 50 Hz ist), so werden die Spannungsharmonischen sogar noch stärker gedämpft [37].

Unter Normalbedingungen liegt die THD des Verbundnetzes bei ca. 1 bis 2 %. Durch den vermehrten Einsatz von Schaltnetzteilen und Gleich- und Frequenzumrichtern, mit steigender Tendenz. In Realität verhält sich die Netzimpedanz nicht wie das in (3.7) beschriebene Verhalten. Vielmehr rufen Resonanzstellen bei einzelnen Stromharmonischen weitaus stärkere Spannungsharmonische hervor und könnten somit mögliche Fehlauflösungen bewirken [38]. Des Weiteren können transiente Vorgänge und die Zuschaltung von Kondensatorbänken zur kurzzeitigen Erhöhung der THD führen [39].

Aufgrund der aufgeführten Gründe ist die Wahl einer geeigneten, allgemein gültigen Schwelle nicht möglich. Eine mögliche Lösung wäre, mithilfe digitaler Signalverarbeitung eine Frequenzanalyse in Verbindung mit Mustererkennung zu implementieren. Diese Lösung wurde in der Vergangenheit aufgrund hoher Kosten (vor allem bei Wechselrichtern kleinerer Leistungen) jedoch nicht eingesetzt.

3.2.2.3 Rate of Change of Output Power, ROCOP

Die ROCOP-Methode misst die Änderungsgeschwindigkeit der Ausgangsleistung einer Erzeugungsanlage.

$$ROCOF = \frac{dP}{dt} \quad (3.10)$$

Die Inselnetzerkennung basiert auf der Annahme, dass bei einem Lastsprung die Änderung in einem Inselnetz signifikant größer ist als im Verbundnetz [21]. Untersuchungen zu dieser Methode ergaben, dass sie effektiver ist, wenn die Inselnetze eine asymmetrische Lastverteilung haben [40].

3.2.2.4 Rate of Change of Frequency, ROCOF

Die ROCOF-Methode misst die Änderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz am Netzverknüpfungspunkt einer Erzeugungsanlage. ROCOF-Relais werden sowohl in der Mittel- als auch in der Niederspannung eingesetzt.

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2 \cdot H \cdot P_n} \cdot f \quad (3.11)$$

ΔP ist der Unterschied in Erzeugung und Verbrauch von Wirkleistung, H ist das Massenträgheitsmoment aller Erzeugungsanlagen im Netz. In Inselnetzen sind H und P_n sehr klein im Vergleich zu Verbundnetzen, weshalb die Änderungsgeschwindigkeit bei einem gegebenen ΔP größer ist.

ROCOF-Relais messen die Spannung am Netzverknüpfungspunkt. Dabei ist zu beachten, dass es keine definierte Messung für den ROCOF-Wert gibt. Je nach Detektor variieren z.B. Zeitfenster der Überwachung, Abtastrate und Filterung der Messwerte. Meist sind diese zusätzlich vom Anlagenbetreiber konfigurierbar. Problematisch ist, dass die verwendete Methodik zur ROCOF-Bestimmung Einfluss auf die Effektivität der Methode hat [41]. ROCOF-Relais können Änderungen in der Frequenz schneller erfassen als einfache Frequenzrelais, da sie die Änderung von Beginn an detektieren können und nicht erst auf eine Aufintegration angewiesen sind. Sie sind von der Schnelligkeit folglich vergleichbar mit Vektorsprungrelais, welche ähnlich schnelle Auslösezeiten realisieren können. Aus diesem Grund ist ihr Einsatz vor allem für Synchrongeneratoren geeignet.

Für die Auslösung des ROCOF-Relais muss eine Auslöseschwelle definiert werden. Deren Wahl stellt sich manchmal als schwierig dar, da die Netzdynamik und damit die natürlichen Frequenzschwankungen an jedem Netzverknüpfungspunkt anders sein können. Wird die Methode zu empfindlich eingestellt, kommt es insbesondere bei großen Laständerungen zu Fehlauflösungen, wird der Schwellwert zu hoch angesetzt, wird ein Inselnetz gegebenenfalls nicht rechtzeitig erkannt.

Weitere Untersuchungen zu Eigenschaften, Effektivität und Potential dieser Methode (vor allem in Kombination mit Wechselrichtern) sind in Kapitel 6.5 näher beschrieben.

3.2.3 Dezentral aktive Methoden

3.2.3.1 Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe (ENS)

Bis 2006 wurden PV-Anlagen in Deutschland mit einer Einrichtung zum Trennen gemäß dem Normentwurf DIN VDE 0126 [17] und [18] an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Diese Norm definiert Anforderungen für *Einrichtungen zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe* (ENS) zwischen der Erzeugungsanlage und dem Netzverknüpfungspunkt. Die ENS ist eine typische Implementierung einer Inselnetzerkennung, die die Messung der Netzimpedanz nutzt. Weil sie in der Vergangenheit in Deutschland bereits starke Verbreitung gefunden hat, wird die Impedanzmessung am Beispiel der ENS näher beschrieben. Die ENS wurde in Deutschland und Österreich zur Inselnetzerkennung eingesetzt.

Die ENS besteht aus zwei unabhängigen Geräten, die die Zuleitung aus dem Versorgungsnetz überwachen. Ihnen sind Schaltelemente zugeordnet, die in Reihe mit dem Neutralleiter und den Außenleitern geschaltet sind. Diese Schaltelemente können unabhängig voneinander angesteuert werden. Die allpoligen Schalter, die für diese Methode benötigt werden, müssen über eine Lasttrennschaltercharakteristik entsprechend der Nennleistung des Wechselrichters verfügen und elektromechanische Bauteile wie Relais oder Kontakte aufweisen. Wenn der Wechselrichter einen Trenntransformator nutzt, kann einer der Pole als abschaltbarer Halbleiter ausgeführt werden, sofern die Schaltung die Funktionalität in festgesetzten Intervallen prüft. Die Redundanz sowie der automatische Selbsttest vor einer Verbindung mit dem Versorgungsnetz steigern die Zuverlässigkeit des Systems.

Jede der voneinander unabhängigen Einheiten überwacht Frequenz- (47.5 bis 51.5 Hz) und Spannungsgrenzen (0.80 bis 1.10 U_{nN}). Als Inselnetzerkennungs-Methode erfolgt eine kontinuierliche Messung der Netzimpedanz. Diese wird je nach Hersteller nach einem unterschiedlichen Prinzip implementiert, basiert aber immer auf der Zuschaltung einer Impedanz (z.B. ohmsch oder kapazitiv) für einen sehr kurzen Zeitpunkt. Die Spannungs- und Stromänderung ermöglicht die Berechnung der Netzimpedanz.

Für die Impedanzmessung wird ein kleiner Strompuls in das Versorgungsnetz gespeist. Die Schaltung ist darauf ausgelegt, große Impedanzänderungen innerhalb kurzer Zeiträume festzustellen, wie sie beim Entstehen eines Inselnetzes auftreten. Bei einem Impedanzsprung, der den zulässigen Grenzwert überschreitet, löst der Schalter aus und trennt die Erzeugungsanlage vom Netz. Aufgrund von vermehrten Fehlauflösungen in der Praxis wurde der Grenzwert in einer Überarbeitung der Norm von 0.5 Ω auf 1 Ω angehoben. Dieser wurde auch in die zugehörige Prüfschaltung zur Impedanzmessung in der DIN V VDE 0126-1-1 aus dem Jahr 2006 aufgenommen.

Da die Impedanzmessung einen Stromimpuls benötigt, entstehen auch hier negative Rückwirkungen auf die Spannungsqualität. Im Falle mehrerer Wechselrichter an einem Strang können Interferenzen auftreten und durch die Interaktion mehrerer Einheiten Fehlauflösungen entstehen. Neuere Modelle prüfen, ob andere ENS-Schaltungen verbaut sind und passen ihre Stromeinspeisung entsprechend an. Dies reduziert die Wahrscheinlichkeit von Interferenzen. Um für unterschiedliche Impedanzen von Versorgungsleitungen geeignet zu sein, wurde eine spezielle Software benötigt.

Die Gesamt-NDZ ergibt sich aus der NDZ für die Impedanzmessung und der Spannungs- und Frequenzmessung. Die Spannungs- und Frequenzüberwachung dient mehr dem allge-

meinen Netz- und Anlagenschutz. Die daraus entstehende NDZ entspricht der klassischen Methode zur Überwachung von Spannung und Frequenz und ist relativ groß. Die NDZ der Impedanzmessung beinhaltet alle Fälle von Impedanzsprüngen, die unterhalb der zulässigen Grenzwerte liegen. Die NDZ der ENS ist somit vergleichbar mit anderen Methoden, die Impedanzmessungen durchführen.

Unterschiedliche Messverfahren zur Ermittlung der Netzimpedanz können je nach Hersteller zu unterschiedlichen Charakteristika führen. Es muss berücksichtigt werden, dass sich die Netzimpedanz an einem Ort über die Zeit verändert. Sowohl im Bereich von Sekunden und Minuten, als auch innerhalb einer Netzperiode. Insbesondere bei einer vermehrten Zunahme von Schaltnetzteilen, die sich zum Zeitpunkt des Spannungs-Peaks über die Gleichrichterbrücken aufladen, kann sich die Variation der Netzimpedanz innerhalb einer Periode in Zukunft sogar noch verstärken. Je höher der Anteil an nicht-linearen Lasten, desto unspezifischer wird der Begriff der Netzimpedanz für kurze Zeiträume.

3.2.3.2 Impedanzmessung bei spezifischer Frequenz

Bei dieser Methode handelt es sich um eine spezielle Anwendung der Überwachung harmonischer Schwingungen. Sie wird als aktive Methode klassifiziert, da sie gezielt über den Wechselrichter Oberschwingungen einer bestimmten Frequenz in den Netzverknüpfungspunkt speist. Das passive Pendant der Methode verwendet die ungewollt entstehenden Oberschwingungen. Wenn das Versorgungsnetz verbunden ist und die Netzimpedanz viel kleiner als die Impedanz der Last ist, erzeugen die Oberschwingungsströme im Versorgungsnetz nur geringe Spannungsharmonische. Sobald das System vom Versorgungsnetz getrennt wird, erhöht sich die Gesamtimpedanz und die Spannungsharmonischen nehmen sprunghaft zu

Die Methode weist ähnliche Schwächen wie die passive Überwachung von Harmonischen auf. Diese lassen sich jedoch teilweise überwinden, wenn man eine sub-harmonische Frequenz nutzt. Aus Sicht des Versorgers ist dies nicht gewünscht, denn das kann zu unerwünschten Netzzrückwirkungen führen [42]. Wenden mehrere Umrichter diese Methode an, können Fehlauflösungen die Folge sein, da sich die Spannungsamplitude der Harmonischen selbst in einem Umfeld niedriger Impedanz vergrößert. Verkleinert man hingegen die Amplitude, wird die Erkennung eines Inselnetzes verschlechtert.

Die NDZ ist identisch zur Überwachung von Harmonischen. Sie kann durch die Verwendung Zwischenharmonischer beseitigt werden. Die Effektivität sinkt beim Einsatz mehrerer Wechselrichter.

3.2.3.3 Messung der Netzimpedanz durch Variation der Wirkleistung

Wirkprinzip Bei dieser Methode wird die Ausgangsleistung einer Erzeugungsanlagen gezielt variiert. Dadurch stellt sich eine Änderung der Spannung am Netzverknüpfungspunkt ein. Sie hängt von der Netzimpedanz Z ab.

$$\Delta U = \frac{\Delta P}{2} \cdot \sqrt{\frac{Z}{P}} \quad (3.12)$$

Ist das Versorgungsnetz nicht verbunden, ist die Netzimpedanz groß und damit die Spannungsänderung ebenfalls groß [43] [44] [45] [46].

Der Hauptvorteil dieser Methode ist, dass sie im Falle eines einzelnen Inverters und einer Last mit höherer Impedanz als das Versorgungsnetz eine sehr kleine NDZ aufweist. Sollten die Leistung des Wechselrichters und der Last während des Trennens vom Netz ausgeglichen sein, wird diese Balance gestört und der Schutz kann auslösen.

Werden mehrere Wechselrichter genutzt, sinkt die Zuverlässigkeit dieser Methode. Dieser Umstand tritt auch auf, wenn alle Wechselrichter mit dieser Methode arbeiten, sofern die Parametervariation nicht synchronisiert abläuft. Der Grund dafür ist, dass die Variation bei steigender Anzahl der Wechselrichter einen immer kleineren Einfluss auf die Leistungsbilanz des Inselnetzes hat und diese Änderung unterhalb der detektierbaren Schwelle für die Spannungsänderung ΔU liegt.

Die Variation der Wirkleistung kann zu einer Vielzahl von Problemen führen, insbesondere in Netzen mit hoher Impedanz oder bei synchroner Variation mehrerer Erzeugungsanlagen können Spannungsschwankungen, Instabilitäten und Fehlauslösungen auftreten. Die Probleme nehmen zu, wenn die Anschlussdichte von PV-Wechselrichtern lokal ansteigt. Das hat zur Folge, dass die Impedanzmessung nur für einzelne kleine Systeme nutzbar ist und sie im Falle mehrerer kleiner oder einzelner großer Systeme nicht effektiv anwendbar ist. Bilden sich große Inselnetze mit relativ geringer Netzimpedanz aus (z.B. über mehrere Mittelspannungsnetze hinweg), so kann die zu messende Spannungsänderung zu gering sein, um die Insel zu detektieren und die Erzeugungsanlagen abzuschalten.

Selbst in gut ausgebauten Versorgungsnetzen ist die Impedanz nicht gleich null. Es muss deshalb eine Grenzwerte für die Impedanz eingeführt werden, die ein Inselnetz von einem Verbundnetz unterscheidet. Wenn die Impedanz der angeschlossenen Last geringer als diese Grenze ist, kann die Impedanzmessung die Last nicht vom Versorgungsnetz unterscheiden und das Inselnetz nicht erkennen. Diese Menge an Zuständen bildet die NDZ der Methode der Impedanzmessung. Dass die Wahl eines Grenzwertes nicht ohne Probleme verläuft, zeigen die Erfahrungen der letzten Jahre beim Einsatz der ENS ¹ (vgl. Abschnitt 3.2.3.1). Zu niedrig gewählte Grenzwerte erhöhen die Wahrscheinlichkeit für Fehlauslösungen.

Der Effektivitätsverlust durch den Einsatz mehrerer Wechselrichter wird als schwerwiegenderer Nachteil erachtet. In Netzen mit hoher Impedanz müsste die zuvor erwähnte Impedanzschwelle höher angesetzt werden, was wiederum die NDZ vergrößert.

3.2.4 Frequenz-Shift-Verfahren

Frequenz-Shift-Verfahren stellen heute die gängigen Methode zur Inselnetzerkennung in Wechselrichtern dar. Es existieren verschiedene Ausprägungen, denen jeweils unterschiedliche Wirkparameter zugrunde liegen. Dies ist auf eine sukzessive Weiterentwicklung des Grundprinzips zurückzuführen. Die gängigen Typen der Frequenz-Shift-Verfahren sind:

- Active Frequency Drift, AFD: Implementierung des Grundprinzips der initialen Frequenzverschiebung durch eine Totzeit
- Sandia Frequency Shift, SFS: AFD mit positiver Rückkopplung (selbst-verstärkend)
- Slip-Mode Frequency Shift, SMS: Einsatz von Phasenverschiebung anstatt einer Totzeit, ebenfalls mit positiver Rückkopplung

¹auch wenn bei der ENS ein anderes Prinzip der Impedanzmessung verwendet wird, so bleibt doch die Problematik der Definition einer Grenzwerte

Die Reihenfolge spiegelt die Entwicklungsstufen der Technologie wider. Die SMS-Methode vereint die größte Effektivität mit einer größtmöglichen Netzverträglichkeit. Im Folgenden werden die Methoden ausführlich erläutert.

3.2.4.1 Active Frequency Drifting (AFD)

Das Active Frequency Drifting ist die Grundlage der meisten aktiven Inselnetzerkennungsverfahren, die in Wechselrichtern zum Einsatz kommen. Aus diesem Grund wird das Verhalten der Methode im Folgenden ausführlich beschrieben. Im Anschluss daran folgen die Weiterentwicklungen, die heute als Stand der Technik angenommen werden können.

Das Prinzip der AFD-Methode beruht darauf, die Frequenz beständig nach oben oder unten zu verschieben. Solange der Wechselrichter noch an das öffentliche Netz angeschlossen ist, ist dies nicht möglich, da die Frequenzvorgabe des Netzes als starr angenommen werden kann.

Die in einem Inselnetz erzeugte und verbrauchte Blindleistung müssen übereinstimmen. Die von einem RLC-Parallelschwingkreis aufgenommene Blindleistung ist frequenzabhängig und beträgt

$$Q_L = U^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) \quad (3.13)$$

Früher speisten Wechselrichter häufig reine Wirkleistung ein ($\cos \varphi = 1$, $Q = 0$). Seit der VDE-AR-N 4105 ist jedoch die Einspeisung von Blindleistung entsprechend einer Kennlinie oder entsprechend den Angaben des Netzbetreibers vorgeschrieben. Vereinfacht sei im Folgenden jedoch davon ausgegangen, dass der Wechselrichter eine reine Wirkleistungseinspeisung vornimmt. Somit ist die Betriebsfrequenz im Inselnetz gleich der Resonanzfrequenz f_{res} , da dort die aufgenommene Blindleistung $Q = 0$ ist.

$$f_{\text{res}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot L \cdot C}} \quad (3.14)$$

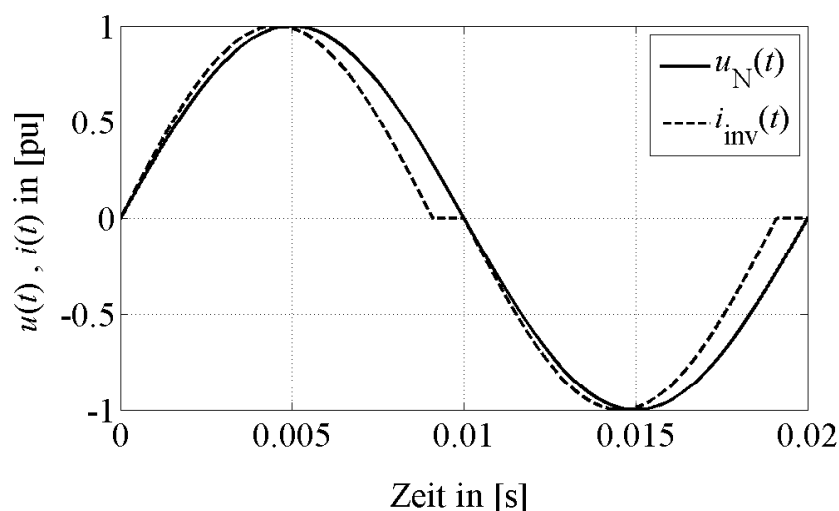


Abbildung 3.8: Stromeinspeisung des Wechselrichters bei der AFD-Methode

Der Wechselrichter speist unter Anwendung der AFD-Methode einen Strom ein, der im Vergleich zu einem natürlichen Sinusverlauf verzerrt ist. Die Einspeisung erfolgt z.B. mit einer

höheren Frequenz als die der gemessenen Netzspannung, was im Falle einer Inselnetzbildung die Frequenz nach oben verschiebt. Abbildung 3.8 verdeutlicht den Verlauf des Stromes sowie im Vergleich dazu den Verlauf der Netzspannung. Nach der ersten Halbschwingung T_1 wird für eine Totzeit T_z der Strom zu 0 gesetzt. Anschließend wird die negative Halbschwingung eingespeist. Die Dauer der Halbschwingung der Netzspannung sei als $\frac{T_2}{2}$ bezeichnet. Das Verhältnis von T_z zu $\frac{T_2}{2}$ wird als „chopping fraction“ c_f bezeichnet

$$c_f = \frac{T_z}{\frac{T_2}{2}} = \frac{2 \cdot T_z}{T_2} \quad (3.15)$$

Sobald die negative Halbwelle des eingespeisten Stroms i_{inv} abgeschlossen ist, wird für eine weitere Totzeit gewartet, bis die Netzspannung den positiven Nulldurchgang erreicht. Diese Zeit ist nicht vom Wechselrichter selbst vorgegeben und entspricht auch nicht zwingend der Totzeit T_z aus der ersten Halbwelle. Ist die Anlage mit dem Netz verbunden, so wird die Netzspannung durch die höherfrequente Einspeisung nicht verändert werden. Nimmt man an, dass der Wechselrichter eine rein ohmsche Last versorgt, so würde der gemessene Spannungsverlauf mit dem des Stromes übereinstimmen, die Detektion des Spannungsnulldurchgangs also zeitgleich mit der des Stromnulldurchgangs erfolgen. Damit würde eine Phasenverschiebung zwischen ursprünglich erwartetem Nulldurchgang (bei rein sinusförmiger Einspeisung mit 50 Hz) und tatsächlichem Nulldurchgang (höherfrequente Einspeisung mit Totzeit T_z) detektiert werden. Im nächsten Zyklus wiederholt sich der Vorgang und die Frequenz erhöht sich ein weiteres Mal. Dies wiederholt sich solange, bis die Frequenzgrenzen des Systems (47.5 Hz bis 51.5 Hz) erreicht sind.

Die Methode funktioniert für rein ohmsche Lasten sehr gut. Nimmt man jedoch für die Last ein stark kapazitives Verhalten an, so läuft der Spannungsverlauf im Inselbetrieb dem Stromverlauf hinterher, was dazu führt, dass keine Verschiebung messbar ist. Die Effektivität hängt jedoch nicht nur von der Art der Last, sondern auch von der Parametrierung des Algorithmus ab. Entscheidend ist zudem die Wahl der chopping fraction c_f .

i_{WR} und U_N liegen in Phase, wenn folgende Bedingung erfüllt ist [47]:

$$\begin{aligned} \arg\{\underline{Z}\} &= \arctan\left(\frac{\text{Im}\{\underline{Z}\}}{\text{Re}\{\underline{Z}\}}\right) = \left(\frac{\omega C - \frac{1}{\omega L}}{\frac{1}{R}}\right) \\ &= R \cdot \left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right) = 0.5 \cdot \omega \cdot T_z = 0.5 \cdot \pi \cdot c_f \end{aligned} \quad (3.16)$$

Für das ω , das obige Gleichung erfüllt, stellt sich bei der AFD-Methode ein stabiler Zustand ein und die Frequenz wird durch das Verfahren nicht mehr weiter erhöht, da die Phasenverschiebung 0 wird.

Damit lässt sich die Gleichung nach der Kapazität auflösen und man erhält die Grenzen der NDZ durch

$$C_{\min} = C_0 + \frac{\tan(0.5 \cdot c_f)}{\omega_{\max} \cdot R} \quad (3.17)$$

$$C_{\max} = C_0 + \frac{\tan(0.5 \cdot c_f)}{\omega_{\min} \cdot R} \quad (3.18)$$

Mit C_0 als diejenige Kapazität, die mit der verwendeten Induktivität bei $f_n = 50$ Hz eine Resonanz bildet:

$$C_0 = \frac{1}{\omega_0^2 \cdot L} \quad (3.19)$$

Abbildungen 3.9 und 3.10 zeigen anschaulich, wie die NDZ der AFD-Methode von den einzelnen Parametern abhängt. In diesen Darstellungen wurde allein die Verletzung der Frequenzgrenzen berücksichtigt². Abbildung 3.9 zeigt, welche Auswirkungen die Wahl von cf auf die Form hat. Je höher cf , desto mehr verschiebt sich die NDZ in Richtung kapazitiver Lasten. Abbildung 3.10 zeigt, dass mit sinkendem Widerstand (steigende Leistungsaufnahme bei konstanter Spannung) die NDZ ebenfalls in den kapazitiven Bereich wandert.

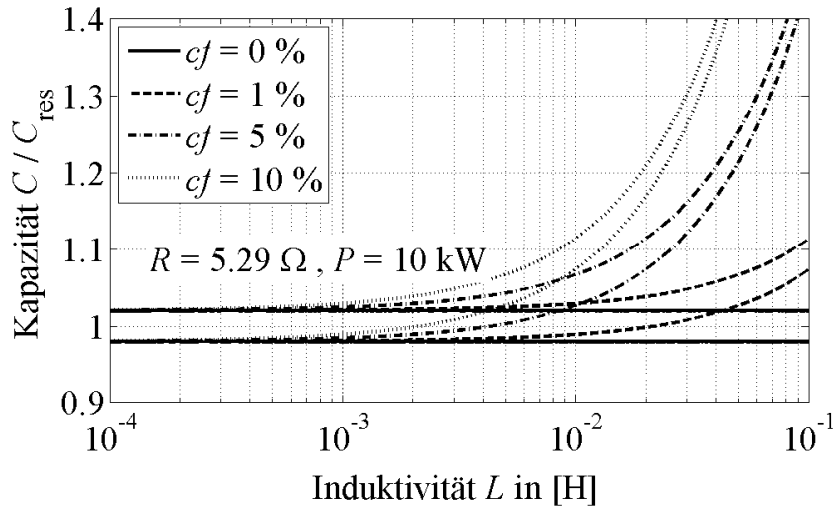


Abbildung 3.9: NDZ der AFD-Methode in Abhängigkeit von der chopping fraction c_f

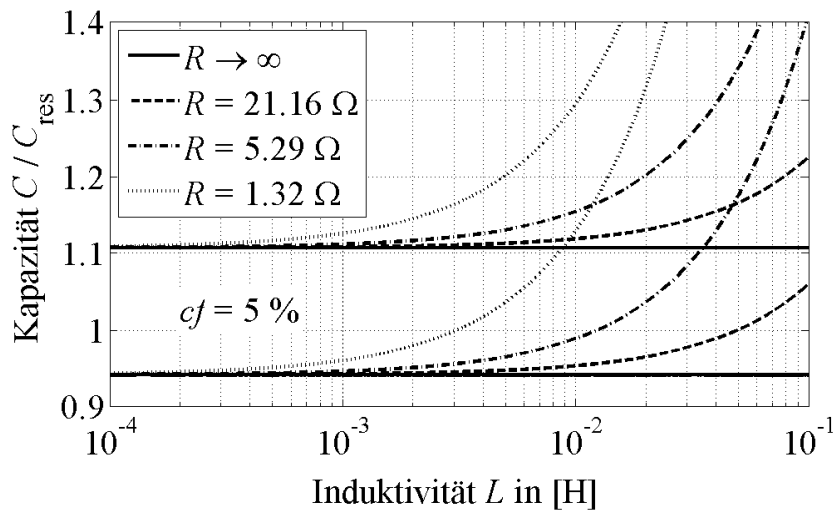


Abbildung 3.10: NDZ der AFD-Methode in Abhängigkeit von der Wirkleistungsaufnahme

Die Darstellung der NDZ im L/C -Koordinatensystem verdeutlicht die Eigenschaften der Methode. Die Abhängigkeit der Effektivität von der Last lässt sich zusammenfassend mithilfe der Schwingkreisgüte Q_f beschreiben. Diese ist laut IEEE Standard 929-2000 wie folgt

²Die Spannungsgrenzen werden insbesondere bei sehr kleinen L (hohe Schwingkreisgüte Q_f) verletzt, sodass sich die NDZ in diesem Bereich stark verschmälert. Details hierzu in [47]. Da die AFD-Methode jedoch primär auf Frequenzänderungen abzielt, wurde die Spannungsbehandlung hier aus Gründen der Übersichtlichkeit ausgeklammert

definiert [11]:

$$Q_f = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (3.20)$$

In [13] wird deshalb statt der L/C -Darstellung die f_{res}/Q_f -Darstellung gewählt. Ebenfalls wird die chopping fraction c_f alternativ mit einer Frequenzänderung δf beschrieben. Dabei gilt:

$$c_f \approx 2 \cdot \left(1 - \frac{f}{f + \delta f}\right) \quad (3.21)$$

Damit kann die Frequenz, bei der sich ein stabiler Arbeitspunkt ergibt angenähert werden

$$f \approx \sqrt{f_0^2 + \frac{\pi \cdot \delta f \cdot f_0}{Q_f}} \quad (3.22)$$

Womit sich die obere bzw. untere Frequenzgrenze zu

$$f_{0,\text{max}} = \frac{-\frac{\pi \cdot \delta f}{Q_f} + \sqrt{4 \cdot f_{\text{max}}^2 + \left(\frac{\pi \cdot \delta f}{Q_f}\right)^2}}{2} \quad (3.23)$$

$$f_{0,\text{min}} = \frac{-\frac{\pi \cdot \delta f}{Q_f} + \sqrt{4 \cdot f_{\text{min}}^2 + \left(\frac{\pi \cdot \delta f}{Q_f}\right)^2}}{2} \quad (3.24)$$

ergeben [13].

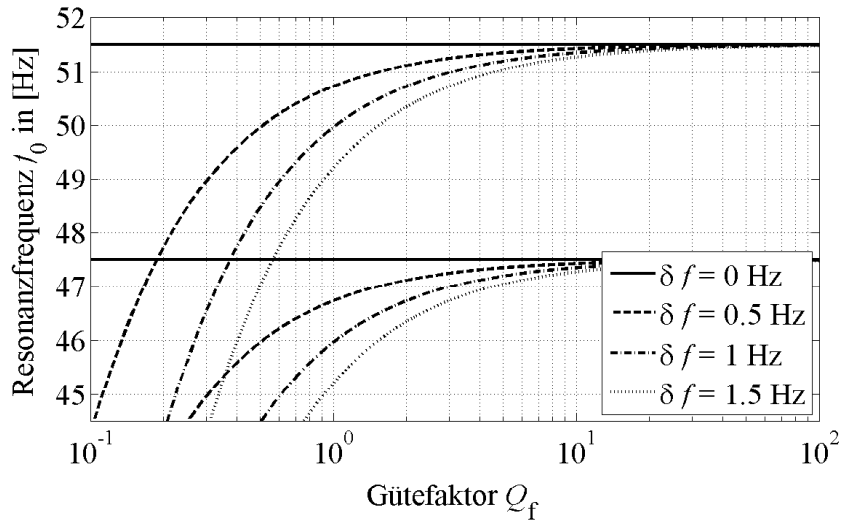


Abbildung 3.11: NDZ der AFD-Methode in der f_0/Q_f -Ebene

Das Ergebnis ist in Abbildung 3.11 dargestellt. Es zeigt sich die wesentliche Eigenschaft der AFD-Methode, dass sie die NDZ in Richtung kleinerer f_0 verschiebt. Eine Reduzierung der NDZ tritt nur minimal auf. Die Breite des Frequenzbereichs bleibt bestehen (abgesehen von niedrigen Q_f -Werten und großer δf).

Ein weiterer Nachteil der AFD-Methode ist die erhöhte Einspeisung von Harmonischen durch die Verzerrungen, die sich bei einer großen Totzeit T_z ergeben. Die Total Harmonic Distortion (THD) steigt linear mit c_f an [47]. Das führt dazu, dass eine beliebige Erhöhung der chopping fraction nicht ohne Weiteres möglich ist, da ansonsten die Netzzrückwirkungen unzulässig groß werden. Heutige Varianten des Active Frequency Drifts verwenden jedoch andere Implementierungen, die die Einspeisung von Harmonischen stark reduziert (s.u.).

Vor- und Nachteile Die AFD-Methode kann bei Mikrocontroller-basierten Wechselrichtern relativ leicht implementiert werden [48]. Durch die cf finden Verzerrungen der Spannung statt, die ab einem gewissen Level nicht mehr zulässig sind. Mit steigender cf wird die AFD-Methode effektiver, sofern sich die Lasten nicht kapazitiv verhalten. Die NDZ bei Lasten mit einem hohen Gütefaktor wird jedoch kaum wesentlich verkleinert. Damit bleibt die NDZ im Vergleich zu anderen Methoden relativ groß. Ein weiterer Nachteil ist, dass sich Hersteller darauf einigen müssen, ob die AFD-Methode eine Verschiebung hin zu höheren oder zu niedrigeren Frequenzen bewirken soll. Befinden sich in einem Inselnetz zwei gegenläufige Verfahren, könnten sich ihre Effekte destruktiv überlagern und damit die Effektivität schmälern. Weiterentwicklungen dieser Methode könnten diese Nachteile jedoch zum großen Teil eliminieren (s.u.). Praktische Tests der AFD-Methode finden sich in [46] und [45].

3.2.4.2 Sandia Frequency Shift (SFS)

Der Algorithmus des Active Frequency Drifts enthält in seiner ursprünglichen Form keine aktive Rückkopplung der Frequenzabweichung. Dies führt lediglich zu einer Verschiebung der NDZ, nicht jedoch zu einer Verkleinerung (siehe 3.2.4.1).

Der Sandia Frequency Shift Algorithmus ist die Erweiterung der AFD-Methode und beinhaltet zusätzlich eine Rückkopplung:

$$c_{f,\text{SFS},k} = F(f_{k-1} - f_n) \cdot c_{f,0} + K(f_{k-1} - f_n) \quad (3.25)$$

$$F(f_{k-1} - f_n) = \begin{cases} +1 & \text{für } f_{k-1} \geq f_n \\ -1 & \text{für } f_{k-1} < f_n \end{cases} \quad (3.26)$$

$F(f_{k-1} - f_n)$ bewirkt, dass die feste Frequenzverschiebung in die richtige Richtung wirkt, nämlich von der Nennfrequenz weg. Somit können sowohl induktive als auch kapazitive Netze gut erkannt werden. K ist der Verstärkungsfaktor der Rückkopplung, f_{k-1} die im vorherigen Zyklus gemessene Frequenz. Typische Werte für K liegen im Bereich von 0.01 bis 0.07. Für $K = 0.07$ existiert für RLC-Schwingkreise mit einer Güte $Q_f < 2.5$ keine NDZ (siehe Abbildungen 3.12 und 3.13).

Durch den Einsatz der SFS-Methode verändert sich die Stromeinspeisung des Wechselrichters

$$i_{\text{SFS}} = \hat{i} \cdot \sin(2\pi \cdot f_{k-1} \cdot t + \varphi_{\text{SFS},k}) \quad (3.27)$$

$$\varphi_{\text{SFS},k} = \frac{c_{f,\text{SFS},k}}{2} \cdot \pi = \frac{\pi}{2} \cdot [F(f_{k-1} - f_n) \cdot c_{f,0} + K(f_{k-1} - f_n)] \quad (3.28)$$

Je stärker der SFS-Algorithmus parametrisiert ist, desto kleiner wird die NDZ (siehe Abbildungen 3.12 und 3.13) und desto schneller werden Inselnetze detektiert. Die Wahl einer großen $c_{f,0}$ hat zur Folge, dass die Netzeinspeisung unter Normalbedingungen stärker verzerrt ist (schlechtere Spannungsqualität). Höhere K führen bei Frequenzabweichungen zu einer stärkeren Rückkopplung und können diese ungewollt verstärken und das System somit unzulässig stören.

Vor- und Nachteile Der Vorteil der SFS-Methode gegenüber der AFD-Methode ist, dass sowohl kapazitive als auch induktive Verhältnisse gleich gut erkannt werden, da eine Initialabweichung cf_0 in Abhängigkeit von der Frequenz eingepreßt wird. Die positive Rückkopplung verkleinert die NDZ in Bereichen niedrigerer Schwingkreisgüten. Die Nachteile der Methode

sind wie bei der AFD-Methode die schlechte Spannungsqualität durch eine verzerrte Strom-einspeisung. Diese kann jedoch durch geeignete Wahl von $c_{f,0}$ und K zumindest teilweise abgemildert werden.

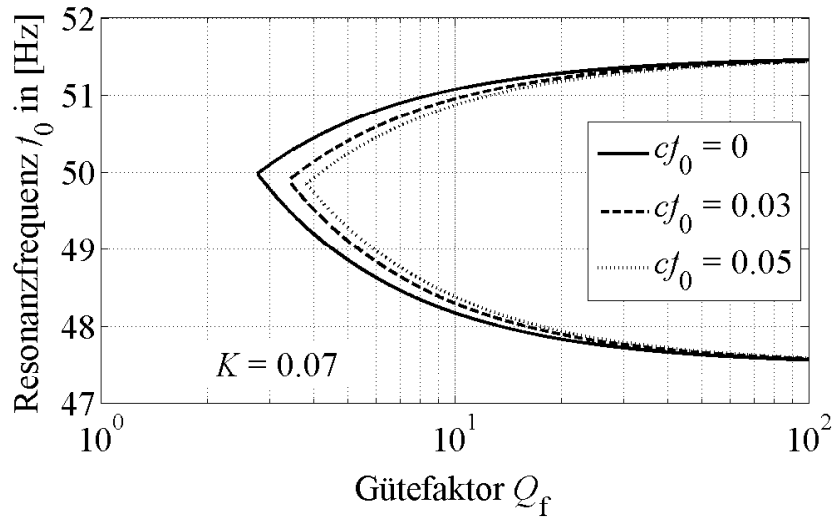


Abbildung 3.12: NDZ der SFS-Methode in Abhängigkeit der chopping fraction $c_{f,0}$

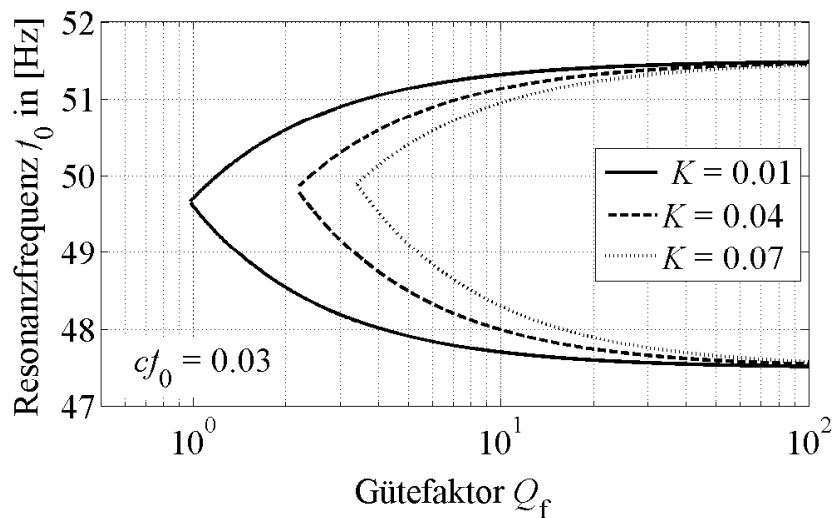


Abbildung 3.13: NDZ der SFS-Methode in Abhängigkeit des Verstärkungsfaktors K

3.2.4.3 Slip-Mode Frequency Shift (SMS)

Im Gegensatz zur AFD- und SFS-Methode wird beim Slip-Mode Frequency Shifting die Phaselage der Stromspeisung verschoben. Die Spannungsqualität leidet weniger, da es keine Totzeit bzw. chopping fraction gibt.

Die SMS-Methode kann als Weiterentwicklung der SFS-Methode betrachtet werden. Auch sie setzt sich aus einer initialen Phasenverschiebung und einer rückgekoppelten, selbstverstärkenden Phasenverschiebung zusammen. Somit unterscheiden sich auch die NDZ der beiden Methoden kaum (bei vergleichbarer Wahl der Wirkparameter).

Aufgrund der besseren Spannungsqualität im Vergleich zu anderen Frequenzverschiebungsmethoden ist das SMS heute meist die Methode der Wahl und wird deshalb im Folgenden ausführlich beschrieben.

Wirkprinzip Die Einspeisung eines Wechselrichters ins Netz kann als Stromquelle angenommen werden. Der zeitabhängige Stromverlauf lautet

$$i(t) = \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\text{SMS}}) \quad (3.29)$$

Es existieren drei Stellgrößen, die die Charakteristik der Stromeinspeisung beeinflussen: die Amplitude \hat{i} , die Frequenz ω , sowie der Phasenwinkel φ_{SMS} . Das SMS-Verfahren setzt bei der Beeinflussung des Phasenwinkels an. Dieser wird im zeitlichen Verlauf verändert.

Normalerweise arbeiten Wechselrichter bei einem konstanten $\cos \varphi$. Altanlagen, die vor der Einführung der VDE-AR-N 4105 an das Netz angeschlossen wurden, werden bei einem konstanten $\cos \varphi = 1$ betrieben. Bei heutigen Wechselrichtern ist der Phasenwinkel und somit die Einspeisung von Blindleistung abhängig vom Arbeitspunkt.

Beim Einsatz des SMS wird die Phasenlage nicht konstant (oder über den Arbeitspunkt quasi-konstant) vorgesehen, sondern in Abhängigkeit von der aktuellen Netzfrequenz verändert:

$$\varphi_{\text{SMS}} = \varphi_m \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_{k-1} - f_n}{f_m - f_n}\right) \quad (3.30)$$

φ_m ist der Wirkparameter der SMS-Methode. Je größer, desto größer die maximale Phasenverschiebung der Stromeinspeisung. f_m ist die Mittenfrequenz, bei der die Phasenverschiebung φ_m maximal ist.

Das Prinzip des SMS-Algorithmus mit einem frequenzabhängigen Phasenwinkel ist in Abbildung 3.14 dargestellt. Die Sinuskurve zeigt die Phasenlage des SMS-Algorithmus (vgl. (3.30)). f_m gibt die Breite des Fensters (Dehnung/Streckung der Sinuskurve) vor, φ_m die Amplitude. Die Gerade repräsentiert die RLC-Last und ihre Phasenlage in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Die Phasenlage berechnet sich aus der bezogenen Blindleistung (induktiv sowie kapazitiv). Sie ist eine Approximation im Bereich um 50 Hz, über ein größeres Frequenzspektrum zeigt sie das natürliche Frequenzverhalten eines RLC-Parallelschwingkreises. Je höher die Schwingkreisgüte der Last, desto steiler der Kurvenverlauf. Ist er steiler als der der SMS-Kurve, so ist die SMS-Methode unwirksam, wie im Folgenden genauer erläutert wird.

Neben dem Arbeitspunkt im Normalbetrieb (AP_0) existieren zwei weitere Arbeitspunkte, in denen die Phasenlage des Wechselrichters (φ_{SMS}) mit der der Netzlast übereinstimmt. Die SMS-Kurve ist in AP_0 steiler als die der Last. Das bedeutet, dass sobald durch kleine Änderungen im System die Frequenz geringfügig von der Nominalfrequenz abweicht, sich der Phasenwinkel des eingespeisten Stroms stärker verschiebt als der der Last und damit die Phasenverschiebung weiter erhöht (positive Verstärkung). Der Arbeitspunkt ist somit instabil. Im Normalbetrieb sorgt das Netz für eine stabile Frequenz und damit Phasenvorgabe. Sobald das Netz im Inselbetrieb wegfällt, würde der Arbeitspunkt auf der Kennlinie in Richtung AP_1 (Unterfrequenz) oder AP_2 (Überfrequenz) wandern. Sobald eine der beiden Schranken f_{min} oder f_{max} überschritten werden, wird die Anlage vom Netz getrennt und das Inselnetz schaltet sich ab.

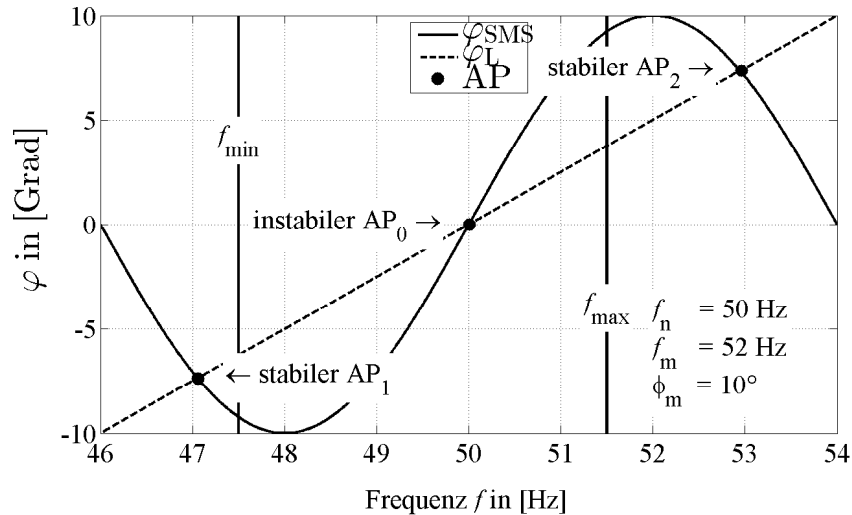


Abbildung 3.14: Verlauf des Phasenwinkels φ des SMS-Algorithmus sowie einer frequenzabhängigen Last, nach [48]

Implementierung Die Implementierung der SMS-Methode findet in der Regel in der im Wechselrichter eingesetzten PLL statt. Eine PLL versucht im Regelkreis den Phasenfehler (Regelabweichung) auf 0 zu regeln. Ist keine SMS-Methode implementiert, so ist der Verlauf der SMS-Kurve in Abbildung 3.14 eine Gerade bei $\varphi = 0$. Steigt die Frequenz in einem Inselnetz, würde der PLL-Regler eine negative Regelabweichung ($\varphi_{\text{SMS}} - \varphi_{\text{L}}$) erkennen und die Frequenz mit der der Strom eingespeist wird absenken um Strom und gemessene Spannung wieder in Phase zu regeln. Ist hingegen die SMS-Methode implementiert und verläuft die SMS-Kurve im Nennbetrieb ($f_{\text{n}} = 50$ Hz) steiler als die der Last, so sieht der Regler bei steigender Frequenz eine positive Regelabweichung und erhöht deshalb die Frequenz mit der der Strom eingespeist wird. Damit verstärkt sich die Differenz. Erst beim Schnittpunkt der beiden Kurven (AP_2) stellt sich wieder ein stabiler Betrieb ein, da die SMS-Kurve die Lastkurve von oben schneidet.

Entscheidend für die effektive Auslösung des Frequenzschutzes ist, dass stabile Arbeitspunkte außerhalb des zulässigen Frequenzbereiches liegen. Dies ergibt sich zum einen durch die Programmierung des SMS-Algorithmus und zum anderen durch den Verlauf der Lastkurve. Das Lastverhalten und damit die Steigung hängen von der Güte des RLC-Schwingkreises ab. Je höher die Güte des RLC-Schwingkreises, desto steiler die Lastkurve in Abbildung 3.14. Dies tritt bei Netzen mit einem stark kapazitiven Verhalten auf. Je nach Verschiebewinkel φ_{m} bilden sich unterschiedliche NDZs aus (siehe Abbildung 3.15). Die Asymmetrie für Über- bzw. Unterfrequenz ergibt sich durch die asymmetrischen Frequenzgrenzen, bei denen der Netzschutz auslöst (47.5 bis 51.5 Hz).

Nach VDE-AR-N 4105 beträgt die Schwingkreisgüte beim Inselnetztest mindestens 2. Demnach müssten die in den Wechselrichtern implementierten SMS-Algorithmen ein φ_{m} im Bereich von ca. 15° besitzen. Im Bereich sehr hoher Q_{f} ist die SMS-Methode nicht mehr effektiv.

Vorteile Die SMS-Methode kennzeichnet sich durch eine sehr kleine NDZ aus. Diese tritt faktisch nur bei hohen Schwingkreisgüten (kapazitive Netze) sowie Resonanzfrequenzen innerhalb der Frequenzgrenzen (47,5 bis 51,5 Hz) auf. Die Tatsache, dass im Gegensatz zur AFD-Methode keine Totzeiten existieren, sondern die Phasenlage verschoben wird, senkt

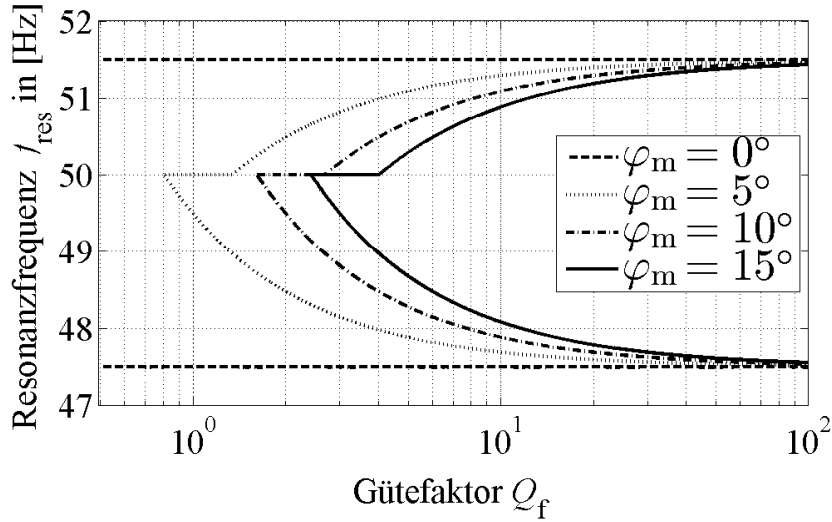


Abbildung 3.15: NDZ der SMS-Methode in Abhängigkeit vom Verschiebewinkel φ_m

die Erzeugung von Harmonischen und führt somit zu einer höheren Spannungsqualität im Normalbetrieb.

Nachteile Die SMS-Methode destabilisiert den Arbeitspunkt bei 50 Hz durch zwei Effekte. Erstens ist der Wechselrichter an sich nicht in der Lage den Nennbetriebspunkt bei 50 Hz zu halten, da sich bei kleinen Abweichungen schon ein instabiles Verhalten einstellt. Zweitens werden Frequenzabweichungen nach oben sowie nach unten nicht abgeschwächt, sondern durch die positive Rückkopplung sogar noch verstärkt. Je nach Anteil an der Gesamterzeugung und Einstellung der Regelparameter (z.B. Verstärkungsfaktor des Reglers) kann diese zu einem instabilen Verhalten im dynamischen Bereich führen. Dies ist bei allen selbst-verstärkenden Methoden der Fall.

Slip-mode Frequency Shift mit initialer Abweichung Wie bereits die AFD-Methode kann auch die SMS-Methode um eine initiale Abweichung erweitert werden, die die Detektion von Inselnetzen mit einer Resonanzfrequenz von 50 Hz verbessert.

In der Literatur wurden bereits mehrfach Verbesserungen der SMS-Methode vorgestellt, die sich durch einen Initialwert des Verschiebungswinkels φ_{SMS} erzielen lassen. Diese lässt sich durch folgende Gleichung darstellen [10]:

$$\varphi_{\text{SMS}} = \frac{\pi}{180} \cdot [F(f_{k-1} - f_n) \cdot \varphi_0 + N \cdot (f_{k-1} - f_n)] \quad (3.31)$$

$$F(f_{k-1} - f_n) = \begin{cases} +1 & \text{für } f_{k-1} \geq f_n \\ -1 & \text{für } f_{k-1} < f_n \end{cases} \quad (3.32)$$

Der Startwert φ_0 ist je nach aktueller Frequenz im Netz (f_k) positiv oder negativ. Bei induktivem Netzverhalten und damit Resonanzfrequenzen größer 50 Hz ist φ_0 positiv, bei kapazitiven Netzverhältnissen ($f_{\text{res}} < 50$ Hz) ist φ_0 negativ. N ist ein Maß für die Stärke der positiven Rückkopplung.

Die Implementierung eines vorzeichenvariablen Startwerts φ_0 entspräche in Abbildung 3.14 einem Sprung und damit einer Unstetigkeitsstelle bei $f = 50$ Hz. Dies bewirkt ein schnelleres

Weglaufen vom instabilen Arbeitspunkt hin zu den stabilen Arbeitspunkten außerhalb des zulässigen Frequenzbereiches.

3.2.4.4 Japan Standard Islanding Detection Algorithm, JSID

Der *Japan Standard Islanding Detection Algorithm* (JSID) beschreibt das in Japan vorgeschriebene Verfahren zur Detektion von Inselnetzen. Er ist im JET Standard JETGR0003-4-1.0 [49] von 2011 definiert.

Eine wesentliche Vorgabe in [49] ist die Erkennung und Abschaltung eines Inselnetzes innerhalb von 0.2 s. Damit ist sichergestellt, dass sich Anlagen noch vor der automatischen Wiedereinspeisung bereits vom Netz getrennt haben. Diese Vorgabe ist vor allem für Netze mit mehreren Wechselrichtern ambitioniert. Tests ergaben, dass beim Einsatz mehrerer Wechselrichter mit unterschiedlichen Methoden die Auslösezeiten mit der Zahl der Wechselrichter steigt [10] [50] [51].

Der Anti-Islanding-Test, dem die Wechselrichter mit diesem Algorithmus unterzogen werden, wird nicht nur mit einem, sondern mit bis zu 10 Wechselrichtern durchgeführt. Zusätzlich wird zur RLC-Last noch ein Asynchronmotor mit vorgegebenem Massenträgheitsmoment in den Test integriert, was die Verschiebung der Frequenz für die Wechselrichter erschwert. Dafür ist die Schwingkreisgüte im Vergleich zum deutschen Test reduziert. Eine detaillierte Vorstellung japanischer Vorgaben zur Inselnetzerkennung findet sich in [50].

Der JSID-Algorithmus besteht aus zwei Teilen. Eine frequenzabhängige und eine sprunghafte Einspeisung von Blindleistung. Der frequenzabhängige Anteil ist rückgekoppelt und sich selbst verstärkend (ähnlich zu Frequenz-Shift-Methoden). Der sprunghafte Anteil wird durch die Überschreitung eines Schwellenwertes für THD aktiviert.

Dadurch, dass alle Wechselrichter identisch konfiguriert sein müssen, ist auch die Blindleistungseinspeisung und somit eine Frequenzverschiebung koordiniert. Damit kommt es zu keinen Auslöschungseffekten. Der frequenzabhängige Teil ist wiederum unterteilt in zwei Bereiche mit unterschiedlichem Verstärkungsfaktor k :

$$Q_{\text{JSID},f} = \begin{cases} Q_1 = k_1 \cdot \Delta f_1 & \text{für kleine } \Delta f \\ Q_1 + k_2 \cdot \Delta f_2 & \text{für große } \Delta f \end{cases} \quad (3.33)$$

Die Wahl der Verstärkungsfaktoren sowie des Übergangs der beiden Bereiche beeinflusst die Größe der NDZ bzw. die Spannungsqualität im Normalbetrieb. Messungen ergaben, dass der Übergang bei ca. ± 0.01 Hz liegt. Die maximale Blindleistungseinspeisung lag bei 0.25 p.u. [50].

Die sprunghafte Einspeisung von Blindleistung dient der Detektion von Inselnetzen, wenn keine ausreichend große Frequenzverschiebung eintritt. Wird über drei Zyklen eine zu hohe THD gemessen, wird für die zwei folgenden Zyklen eine zusätzliche Blindleistung eingespeist. Diese resultiert in einer Frequenzverschiebung, die anschließend den rückgekoppelten Teil aktiviert und die Insel abschaltet.

Der JSID ist eine sehr effektive und schnelle Methode Inselnetze zu detektieren ($t < 150$ ms). Negative Einflüsse bei mehreren Wechselrichtern sind durch die identische Konfiguration der Methode minimiert. Die negativen Einflüsse auf die Spannungsqualität sind mit anderen aktiven Frequenzverschiebungs-Methoden vergleichbar.

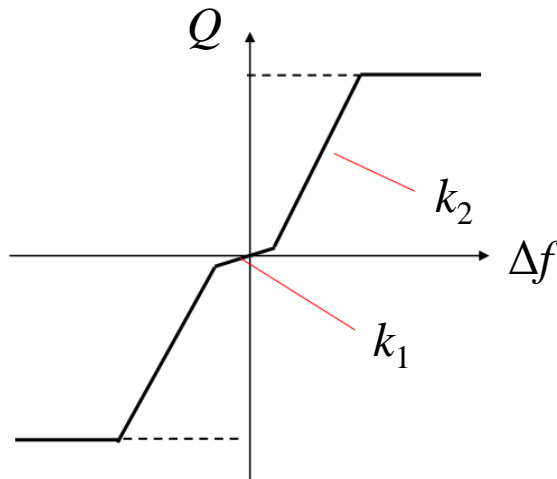


Abbildung 3.16: Frequenzabhängige Blindleistungseinspeisung des Japan Standard Islanding Detection Algorithm, nach [50]

3.3 Eigenschaften des Niederspannungsnetzes und seiner Betriebsmittel

Da in dieser Studie wirksame Inselnetzerkennungs-Methoden auf der Niederspannungsebene untersucht werden, wird untersucht, welche elektrischen Bedingungen dort die Methoden beeinflussen. Hierfür werden Netz-, Verbraucher- und Erzeugerstruktur in dieser Spannungsebene untersucht.

3.3.1 Netzstruktur im 0,4-kV-Netz

Der Aufbau und die Eigenschaften des Netzes sind für das Verhalten von Erzeugungsanlagen bei Inselnetzbildung von Bedeutung. Die im 0,4-kV-Netz verwendeten Querschnitte und Leitungstypen beeinflussen stark das R/X -Verhältnis. Dieses wiederum ist ein Indikator für die Parametrierung des RLC-Schwingkreistest aus [4]. Je nach Netzstruktur muss die Schwingkreisgüte höher oder niedriger angesetzt werden. Untersuchungen zeigen zudem, dass das R/X -Verhältnis auch ausschlaggebend für Stabilitätsgrenzen von Frequenz-Shift-Methoden sein kann [52].

In [53], [54] und [55] werden die häufigsten Ausprägungen von Leitertypen im 0,4-kV-Netz untersucht. Demzufolge kommen in den meisten Fällen Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm^2 und isolierte Freileitungen mit 95 mm^2 und Aluminiumleitern zum Einsatz. In weniger beanspruchten Abzweigen werden Freileitungen mit 50 mm^2 bzw. 70 mm^2 verwendet. Außerdem kamen in Deutschland in den 70er Jahren Kupferkabel mit einem Querschnitt von 95 mm^2 zum Einsatz [53].

In [56] wurde die Häufigkeit der Kabeltypen in Netzen statistisch untersucht. Auch hier ist der Leitungstyp NAYY $4 \times 150 \text{ mm}^2$ das am häufigsten verwendete Kabel (Abbildung 3.17). Kleinere Querschnitte sind meist nur noch bei nicht erneuertem Leitungsbestand anzutreffen. Nur in ländlichen Gebieten werden noch Freileitungen, insbesondere mit Querschnitt von 95 mm^2 und 70 mm^2 , eingesetzt. Bei dichter Besiedelung kann durch die hohe Lastdichte auch

ein größerer Querschnitt von 185 mm^2 nötig werden. Ist auch dies nicht ausreichend, werden doppelte Leitungen verlegt [56].

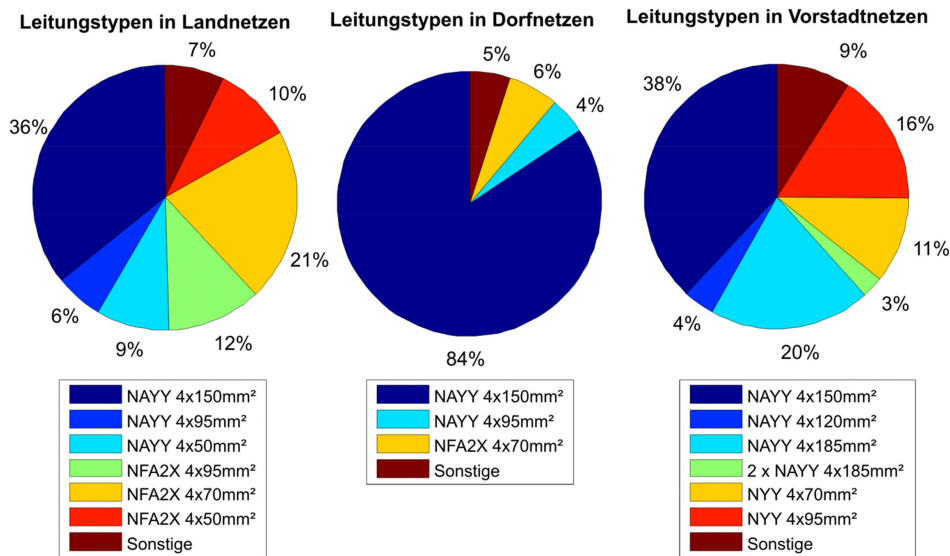


Abbildung 3.17: Häufigkeit untersuchter Kabeltypen in den Netzklassen nach [56], Isolierungstypen zusammengefasst nach Durchmesser

In [57] waren in den untersuchten Netzbezirken neben dem dominierenden NAYY 4x150 mm² auch Kabel mit 120 mm² Querschnitt verlegt. Für mögliche Ausbauszenarien wurde außerdem ein Kabel mit 240 mm² Querschnitt verwendet. Tabelle 3.2 zeigt die elektrischen Werte von Kabeln, die üblicherweise in der Niederspannung zum Einsatz kommen.

Tabelle 3.2: Typische Impedanzwerte für Kabel in der Niederspannung [58], [57], sowie [59]

Kabeltyp	$R'_{w,70}$ Ω/km	X'_b Ω/km	L'_b mH/km	I'_r A	R/X
NAYY 4x50 SE	0,772	0,08	0,256	142	9,65
NAYY 4x120 SE	0,305	0,08	0,256	242	3,81
NAYY 4x150 SE	0,249	0,08	0,256	270	3,11
NAYY 4x240 SE	0,15	0,08	0,254	338	1,90
NFA2X 4x95 SE	0,32	n.n.	n.n.	245	n.n.
NFA2X 4x25 SE	1,2	n.n.	n.n.	107	n.n.

3.3.2 Verbraucher im 0,4-kV-Netz

Die Art der angeschlossenen Verbraucher spielt bei der Detektierbarkeit eines Inselnetzes eine entscheidende Rolle, weil sie maßgeblich das Verhalten mit beeinflusst. Aus diesem Grund wird folgend eine Analyse der in 0,4-kV-Netzen eingesetzten Verbrauchertypen vorgenommen.

3.3.2.1 Typische Verbraucher im Niederspannungsnetz

Eine Untersuchung zur Ermittlung von Wohnlasten im Zeitverlauf in verschiedenen Lastmodellen wurde im Projekt *desimax* durchgeführt. In [60], [61], [62], [63] und [64] werden Lastmodelle für typische Haushaltsverbraucher im Niederspannungsnetz entwickelt, beispielsweise weiße Ware (Kühlschrank, Waschmaschine, Geschirrspüler, etc.), Entertainmentgeräte, Kochgeräte oder Beleuchtung. Fokus liegt auf der Modellierung von nicht-sinusförmigen Lasten (z.B. Schaltgeräten) und deren unterschiedlichem Verhalten bei variierenden Spannungsniveaus. Daher eignen sich diese Ansätze gut für die Analysen im Inselnetz, da hier vermehrt mit Spannungen zu rechnen ist, die vom Nennwert U_{nN} abweichen.

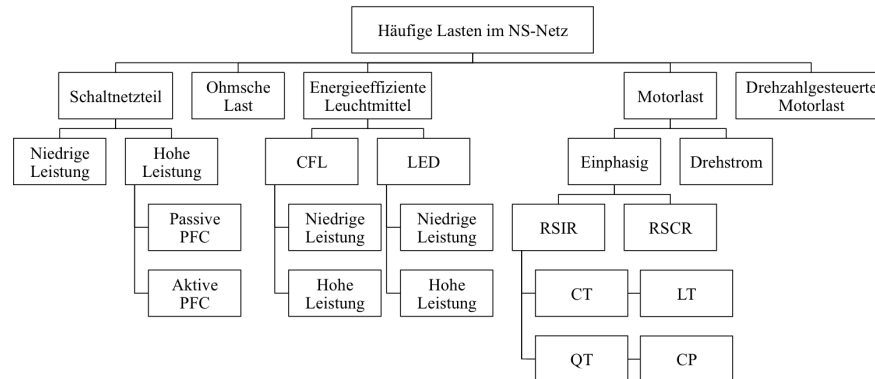


Abbildung 3.18: Häufige Lasten im Niederspannungsnetz nach [65], CFL: Kompaktleuchtstofflampen, RSIR: resistive start-inductor run motor, RSCR: resistive start-capacitor run motor, CT: constant torque, QT: quadratic torque, LT: linear torque, CP: constant power

In Abbildung 3.18 sind die häufigsten Lasten in Verteilnetzen aufgeführt und in fünf Blöcke gruppiert. Der Verbrauch durch Schaltnetzteile hat in Haushalten durch moderne Fernseher, Computer oder mobile Geräte in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Netzteile können durch einen hohen Oberschwingungsanteil in Summe einen zusätzlichen Belastungseffekt auf das Netz haben. Mit der DIN EN 61000-3-2 wurde eine Richtlinie verabschiedet, welche Netzteile mit einer Leistungsaufnahme > 75 W zu einer Leistungsfaktorkorrektur (PFC) verpflichtet. Hier wird zwischen aktiver und passiver Leistungsfaktorkorrektur unterschieden, woraus sich ein Unterschied in der Verbrauchscharakteristik und Spannungsabhängigkeit ergibt. Kleinere Netzteile benötigen diesen Filter nicht und haben entsprechend abweichende Eigenschaften.

Eine rein ohmsche Last tritt insbesondere bei elektrischen Heizungen und Kochgeräten und den klassischen Glühlampen auf. Moderne Leuchtmittel verringern den Leistungsbezug aus dem Netz, haben aber stärkere Rückwirkungen durch Blindleistungsbezug und Oberschwingungen. Hier wird zwischen Kompaktleuchtstofflampen (CFL) und LED-Leuchtmitteln unterschieden.

Ein weiterer Verbrauchertyp sind motorischen Lasten. Diese sind in zwei Gruppen untergliedert. Unterschieden wird zwischen direkt am Netz angeschlossenen und durch einen Frequenzumrichter angeschlossenen Motoren. Motoren mit direkter Netzanbindung können außerdem durch ihre mechanische Lastcharakteristik in konstantes Moment (CT), lineares Moment (LT), quadratisches Moment (QT) und konstante Leistung (CP) untergliedert werden. Motoren mit Geschwindigkeits- und Momentregelung durch einen Wechselrichter gelten als genauer und effizienter, sind aber teurer und daher eher im gewerblichen und industriellen Bereich anzutreffen.

3.3.2.2 Aggregation von Verbrauchereigenschaften in geeigneten Modellen

Zur Aggregation von Lasten in Modellen finden im Wesentlichen zwei Ansätze Anwendung: Die Verwendung des ZIP-Modells sowie des Exponentiellen Lastmodells. Sie basieren auf den Vorgaben einer IEEE Taskforce on Load Representation for Dynamic Performance [66].

ZIP-Modell Durch die Parameter $a_1 \dots a_6$ wird ein Polynom für die Abbildung der Wirk- und Blindleistung erzeugt. Es findet eine Linearkombination eines Konstant-Widerstands- (Z , quadratischer Term), Konstant-Strom- (I , linearer Term) sowie Konstant-Leistungsverbrauchers (P , konstanter Term) statt.

$$P = P_n \left[a_1 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + a_2 \left(\frac{U}{U_n} \right) + a_3 \right] \quad (3.34)$$

$$Q = Q_n \left[a_4 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + a_5 \left(\frac{U}{U_n} \right) + a_6 \right] \quad (3.35)$$

Exponentielles Lastmodell Mit diesem Modell können die Grundmodelle (ZIP) durch $n_p/n_q = 0/1/2$ entsprechend mit konstanter Leistung, Strom und Widerstand erzeugt werden. Durch Werte zwischen 0 und 2 können Mischformen ausgedrückt werden. Auch Werte $n_p/n_q < 0$ und $n_p/n_q > 2$ können für theoretische Untersuchungen zulässig sein.

$$P = P \left(\frac{U}{U_n} \right)^{n_p} \quad (3.36)$$

$$Q = Q \left(\frac{U}{U_n} \right)^{n_q} \quad (3.37)$$

Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird von einem ZIP-Modell ausgegangen und dieses für die Berechnungen im Inselnetz weiterentwickelt. In Tabelle 3.3 sind Parameter für eine Abbildung verschiedener Lasten mit dem ZIP-Modell dargestellt.

Tabelle 3.3: Parameter für typische Verbraucherlasten [63]

Verbrauchertyp	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
	(a_1)	(a_2)	(a_3)	(a_4)	(a_5)	(a_6)
RSIR (CT)	0.63	-1.20	1.57	1.40	-0.91	0.50
RSIR (QT)	0.10	0.10	0.80	1.40	-0.91	0.50
Glühlampe	0.43	0.69	-0.12	-	-	-
Leuchtstofflampen	-0.01	0.96	0.05	0.1	-0.73	-0.37
Wirkwiderstand	1	0	0	-	-	-
Schaltnetzteil (ohne PFC)	0	0	1	-3.63	9.88	-7.25
Schaltnetzteil (passiver PFC)	0	0	1	0.45	-1.44	1.99
Schaltnetzteil (aktiver PFC)	0	0	1	-	-	-

3.3.2.3 Weiterentwicklung des ZIP-Modells für die Inselnetzerkennung

Das im Abschnitt 3.3.2.2 vorgestellte ZIP-Modell soll im Folgenden für die Berechnungen und Simulationen im Falle einer Inselnetzbildung untersucht werden.

Konstant-Widerstands-Lasten, paralleler RLC-Schwingkreis Typische Beispiele für Konstant-Widerstands-Lasten im Niederspannungsnetz sind beispielsweise Wasserkocher, Backofen, Herd oder generell Lasten in denen elektrische in thermische Energie umgewandelt wird. In der Literatur wird oft angenommen, dass dieser Lasttyp (abgebildet durch einen parallelen RLC-Schwingkreis) für die Inselnetzerkennung am nachteiligsten ist. Um diesen Sachverhalt näher zu untersuchen, wird die Verbindung zwischen Wirk- und Blindleistung sowie dem Systemparameter der Frequenz f und der Spannung U nach dem Trennen vom Versorgungsnetz untersucht. Diese Untersuchung führt zur NDZ für RLC-Lasten.

Bezüglich einer parallelen RLC-Last ist die Gleichung der Wirkleistung

$$P = U \cdot I = \frac{U^2}{R} \quad (3.38)$$

$$U = \sqrt{P \cdot R} \quad (3.39)$$

mit R als konstantem Widerstand. Gleichung (3.38) zeigt, dass der Betriebspunkt im Inselnetz innerhalb der NDZ liegt, sofern die Wirkleistungserzeugung (die gleich dem Verbrauch ist) innerhalb eines bestimmten Bereichs liegt und zu

$$U_{\min} < U_{\text{AP}} < U_{\max} \quad (3.40)$$

führt. Bei U_{AP} handelt es sich um die Spannung im Arbeitspunkt, der nach dem Trennen vom Netz erreicht wird und (3.38) erfüllt. Differenziert man (3.39) nach P , führt dies zu

$$\frac{dU}{dP} = \sqrt{R} \cdot \frac{1}{2 \cdot \sqrt{P}} \quad (3.41)$$

Gleichung (3.41) zeigt, dass mit steigendem P die Spannungskurve flacher wird. Da U_{\min} und U_{\max} konstant sind, ist der daraus resultierende Bereich für die Wirkleistung P auch die NDZ. Dies wird in Abbildung 3.19 dargestellt. Obwohl die Größe der NDZ abhängig vom Gradienten der Kurve ist, bleibt die prozentuale Größe (in Relation zur nominalen Leistung) gleich.

Die Beispiele in Abbildung 3.19 können verallgemeinert werden, indem (3.38) und (3.40) so umgeformt werden, dass sie die maximale Höhe der erlaubten Wirkleistungsabweichung bezogen auf die Nominalleistung P ergeben:

$$\frac{U_{\min}^2}{U_{\text{nN}}^2} < \frac{P_{\text{AP}}}{P} < \frac{U_{\max}^2}{U_{\text{nN}}^2} \quad (3.42)$$

Ungleichung (3.42) beschreibt die NDZ für lineare RLC-Lasten unter Einbeziehung der Abweichungen der Wirkleistung. Für jeden Wirkleistungsbedarf innerhalb dieses Intervalls gibt es genau einen stabilen Betriebspunkt nach dem Trennen vom Versorgungsnetz, für den die Inselnetzerkennung scheitert.

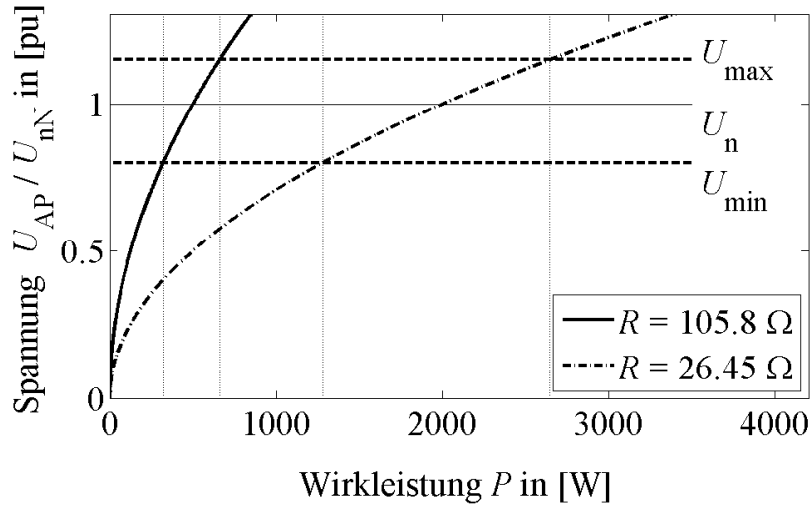


Abbildung 3.19: $U(P)$ -Kennlinie einer Konstant-Widerstands-Last

Bezüglich einer parallelen RLC-Last kann die Gleichung der Blindleistung nach der Frequenz f umgestellt werden

$$Q = U^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) = U^2 \cdot \left(\frac{1}{2\pi f L} - 2\pi f C \right) \quad (3.43)$$

$$f = \frac{1}{4\pi LC} \cdot \left(-\frac{LQ}{U^2} + \sqrt{\frac{L^2 Q^2}{U^4} + 4LC} \right) \quad (3.44)$$

Differenziert man (3.44) nach Q führt dies zu

$$\frac{df}{dQ} = \frac{1}{4\pi LC} \cdot \left(-\frac{L}{U^2} + \frac{\frac{L^2 Q}{U^4}}{\sqrt{\left(\frac{L^2 Q^2}{U^4}\right) + 4LC}} \right) \quad (3.45)$$

$$\frac{df}{dQ} = \frac{1}{4\pi C \cdot U^2} \cdot \left(-1 + \frac{LQ}{U^2 \cdot \sqrt{\frac{L^2 Q^2}{U^4} + 4LC}} \right) \quad (3.46)$$

Abbildung 3.20 zeigt ein Beispiel für zwei mögliche LC Lasten. Eine nimmt 1000 var (LC_1) auf, die andere 2000 var bei jeweils 50 Hz (LC_2).

Der Gradient von LC_2 ist steiler als der von LC_1 , vgl. Abbildung 3.21. Dies führt dazu, dass der Bereich, in dem sich Q bewegen kann, für LC_1 größer ist als für LC_2 , sowohl absolut (-170 bis +300 var vs. -140 bis +246 var) als auch prozentual (-17 bis +30 % vs. -7 bis +12.3 %).

Bei Betrachtung von (3.46) zeigt sich folglich: in stark kapazitiven Netzen ist es schwieriger, Inselnetze zu erkennen, da die Frequenzänderungen aufgrund von Blindleistungsbedarf geringer sind. Aus diesem Grund vergleicht man heute die unterschiedlichen Blindlasten, indem man Resonanzfrequenz f_0 und Schwingkreisgüte Q_f betrachtet.

Nach IEEE Standard 929-2000 [11] ist die Schwingkreisgüte einer parallelen-RLC Last als das Verhältnis aus der maximal gesammelten Blindleistung und der verbrauchten Wirkleistung pro Zyklus auf der Resonanzfrequenz definiert.

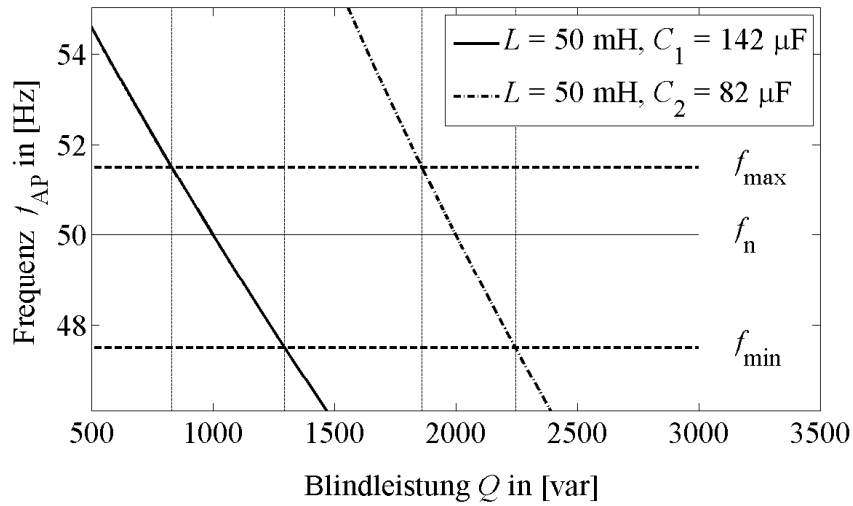


Abbildung 3.20: $f(Q)$ zweier unterschiedlicher Blindlasten LC_1 und LC_2

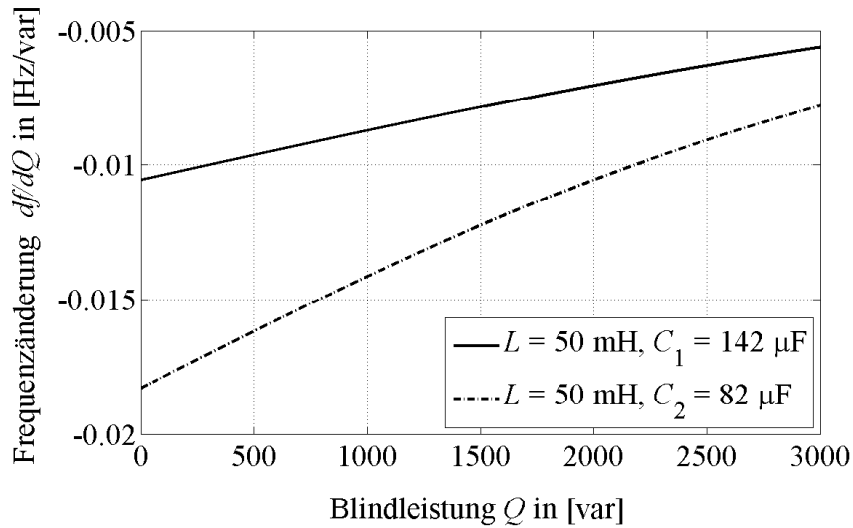


Abbildung 3.21: $\frac{df}{dQ}$ zweier unterschiedlicher Blindlasten LC_1 und LC_2

$$Q_f = 2\pi \cdot \frac{0.5 \cdot C \cdot (\sqrt{2} \cdot U_{nN})^2}{\frac{U_{nN}^2}{R} \cdot \frac{1}{f_{\text{res}}}} = \omega_{\text{res}} \cdot RC = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (3.47)$$

f_{AP} ist die Betriebsfrequenz nach der Trennung vom Netz. Die Blindleistung kann mit der Schwingkreisgüte Q_f und der Resonanzfrequenz f_{res} dargestellt werden:

$$\begin{aligned} Q_{AP} &= U_{AP}^2 \cdot \frac{1}{R} \cdot R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot \left(\frac{1}{\omega_{AP} L} - \omega_{AP} C \right) \\ &= \frac{U_{AP}^2}{R} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f_{AP}} - \frac{f_{AP}}{f_{\text{res}}} \right) \end{aligned} \quad (3.48)$$

Auf diesem Weg ergibt sich ein anderer Ausdruck für die Betriebsfrequenz f_{AP} und $\frac{df_{\text{AP}}}{dQ}$:

$$f_{\text{AP}} = 0.5 \cdot f_{\text{res}} \left(-\frac{Q \cdot R}{U_{\text{AP}}^2 \cdot Q_f} + \sqrt{\left(\frac{Q \cdot R}{U_{\text{AP}}^2 \cdot Q_f} \right)^2 + 4} \right) \quad (3.49)$$

$$\frac{df_{\text{AP}}}{dQ} = 0.5 \cdot \frac{f_{\text{res}} R}{U_{\text{AP}}^2 Q_f} \left(-1 + \frac{QR}{\sqrt{(QR)^2 + 4U_{\text{AP}}^4 Q_f^2}} \right) \quad (3.50)$$

Dieser Ausdruck ist immer negativ, daher ist auch der Gradient immer negativ. Dieser Effekt ist in Abbildung 3.21 sichtbar. Je höher die Spannung des Betriebspunktes U_{AP} und je größer die Schwingkreisgüte Q_f , desto kleiner die Änderung in f . Daraus lässt sich die NDZ verallgemeinern indem man (3.48) verwendet:

$$f_{\text{min}} < f_{\text{AP}} < f_{\text{max}} \quad (3.51)$$

Im Betriebspunkt sind die Spannungs- und Frequenzgrenzen relevant und definieren die NDZ:

$$\frac{U_{\text{min}}^2}{U_{\text{nN}}^2} Q_f \left(\frac{f_{\text{res}}}{f_{\text{max}}} - \frac{f_{\text{max}}}{f_{\text{res}}} \right) < \frac{Q_{\text{AP}}}{P} < \frac{U_{\text{max}}^2}{U_{\text{nN}}^2} Q_f \left(\frac{f_{\text{res}}}{f_{\text{min}}} - \frac{f_{\text{min}}}{f_{\text{res}}} \right) \quad (3.52)$$

Sowohl positive als auch negative Blindleistung können aufgenommen werden. Die Aufnahme positiver Blindleistung (bzw. das Bereitstellen negativer Blindleistung) führt zu einer Erhöhung der Induktivität und senkt die Frequenz und umgekehrt.

Für Konstant-Strom- sowie Konstant-Leistungs-Lasten findet keine Diskussion des Frequenzverhaltens statt. Das Spannungsverhalten und die daraus folgende Abhängigkeit von der Wirkleistung stehen im Fokus der weiteren Untersuchungen.

Konstant-Strom-Lasten Der lineare Teil des ZIP-Modells repräsentiert den Anteil des konstanten Stromes (constant current load, CCL). In [63] wurde beobachtet, dass Kompaktleuchtstofflampen oft ein CCL Verhalten aufweisen. Als sich der Anteil dieser Lampenart in den letzten Jahren zunehmend erhöhte (bspw. bis zu 20 % in den Netzen Großbritanniens [60]), wurde die Untersuchung und Berücksichtigung dieses Verhaltens immer wichtiger. Die Wirkleistungsaufnahme von CCL kann wie folgt beschrieben werden:

$$P = R \cdot I^2 \Rightarrow U = R \cdot I = \frac{1}{I} \cdot P \quad (3.53)$$

$$\frac{dU}{dP} = \frac{1}{I} = \text{const} \quad (3.54)$$

Eine Untersuchung des Spannungsverhaltens bei Leistungsänderungen ist in (3.53) dargestellt. Die Ableitung von U nach P ist die Konstante $\frac{1}{I}$, siehe auch Abbildung 3.22.

Die NDZ kann mit (3.40) einfach berechnet werden:

$$\frac{U_{\text{min}}}{U_{\text{nN}}} < \frac{P_{\text{AP}}}{P} < \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{nN}}}. \quad (3.55)$$

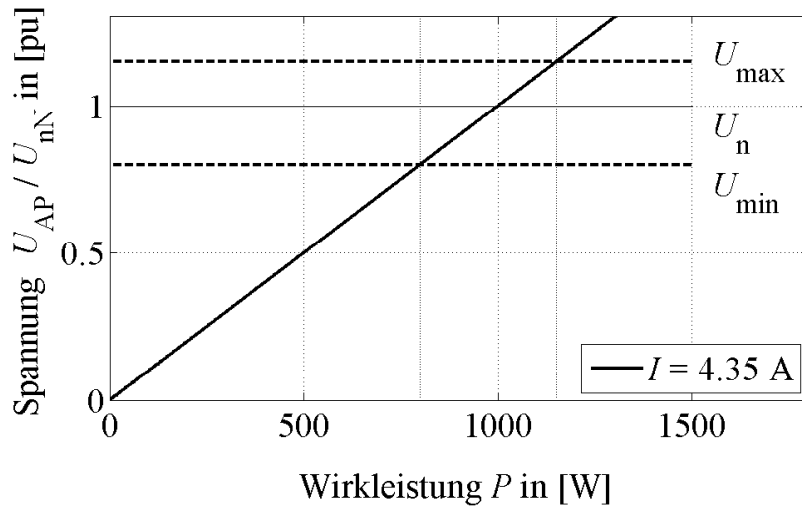


Abbildung 3.22: $U(P)$ -Kennlinie für eine Konstant-Strom-Last

Konstant-Leistungs-Lasten Die meisten Lasten mit konstanter Leistung (constant power loads, CPL) sind schaltbare Netzgeräte, die sich in den meisten elektronischen Geräten befinden (z.B. Unterhaltungselektronik). Sie werden jedoch auch in industriellen Anwendungen eingesetzt, beispielsweise als Frequenzwandler für elektrische Antriebe. CPL sind nicht-lineare Lasten. Im Gegensatz zu RLC-Lasten gibt es keinen klar ausgeprägten Betriebspunkt (U, I) . Theoretisch könnten CPLs in jedem (U, I) -Tupel arbeiten, sofern $P = const.$ Es gibt kein konvergierendes, sondern stattdessen ein divergierendes Verhalten in Bezug auf die Netzspannung U_N . Natürlich haben reale CPL eine limitierte Spannbreite an Betriebsspannungen, meistens schalten sich CPLs ab wenn die Spannung unter 80 oder 90 % der nominalen Spannung fällt. Innerhalb des zulässigen Intervalls stellen sich bei CPL keine bestimmten Spannungsniveaus ein und der Gradient $\frac{dV}{dP}$ strebt gegen unendlich.

$$\forall(U \cdot I) : (U \cdot I) = const. \Rightarrow \frac{dU}{dP} \rightarrow \inf \quad (3.56)$$

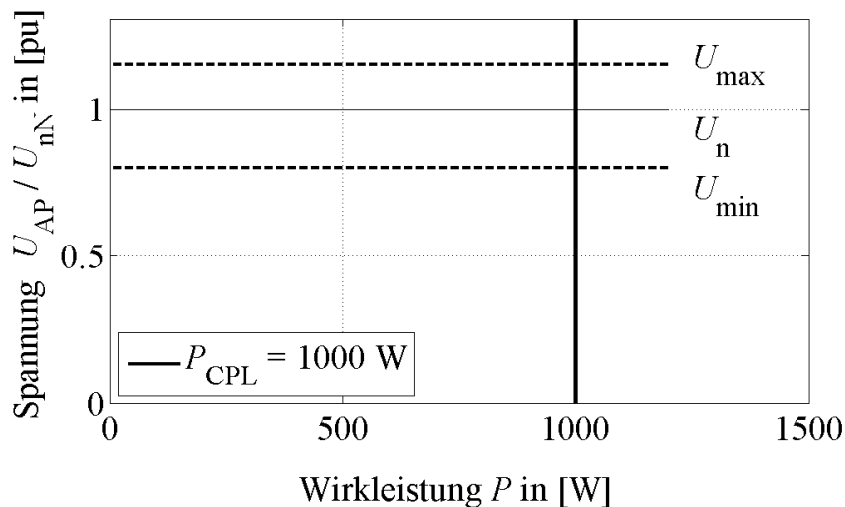


Abbildung 3.23: $U(P)$ für eine Konstant-Leistungs-Last

Abbildung 3.23 zeigt die $U(P)$ -Kurve einer Konstant-Leistungs-Last. Es muss eine perfekte Übereinstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch von Wirkleistung geben, andernfalls ist kein stabiler Arbeitspunkt möglich. Normalerweise wird die Netzspannung gleichgerichtet und auf der Gleichspannungsseite wird eine konstante Leistung verbraucht. Dadurch wird ein Inselnetz mit einem Wechselrichter und einer Konstant-Leistungs-Last nur höchst unwahrscheinlich in einem stabilen Arbeitspunkt betrieben werden können. Aus diesem Grund existiert für CPL keine NDZ, da jede Abweichung von der nominellen Wirkleistung zu Instabilität und damit einer erfolgreichen Detektion führt.

3.3.3 Erzeuger im 0,4-kV-Netz

Abbildung 3.24 zeigt die installierte Anlagenleistung Erneuerbarer Energien kurz vor Beginn der Studie 2014. Im Niederspannungsnetz ist bereits eine Anlagenleistung von ca. 22 GW installiert. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um Anlagen, die über einen Wechselrichter an das Netz gekoppelt sind (EZA Typ 2).

Aus diesem Grund liegt der Fokus der Untersuchungen zur Inselnetzerkennung im Niederspannungsnetz auf Erzeugungsanlagen vom Typ 2. Grundzüge des Verhaltens von Synchrongeneratoren (EZA Typ 1) werden ebenfalls auf wichtige Kriterien untersucht, die Detailuntersuchungen konzentrieren sich jedoch auf Wechselrichter-gekoppelte EZA.

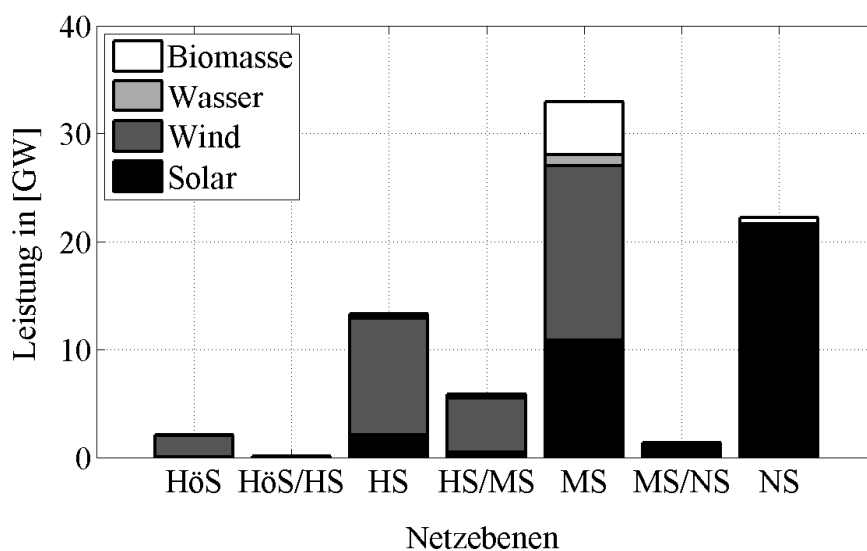


Abbildung 3.24: Leistung aller Anlagen aus Erneuerbaren Energien sortiert nach Netzebenen und Energieträgern, Stand: 2014

Abbildung 3.25 zeigt die hohe Dichte an Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz. Sie macht deutlich, dass neben einer reinen Untersuchung auf Wirksamkeit einer Inselnetzerkennungs-Methode auch die Auswirkungen der Methoden auf das Netz sowie gegenseitige Wechselwirkungen zwischen einzelnen Anlagen untersucht werden sollten. Dies ist insbesondere der Fall, wenn mehrere Anlagen an einem Netzstrang angeschlossen werden und im Falle einer Inselnetzbildung auf das selbe Inselnetz speisen.

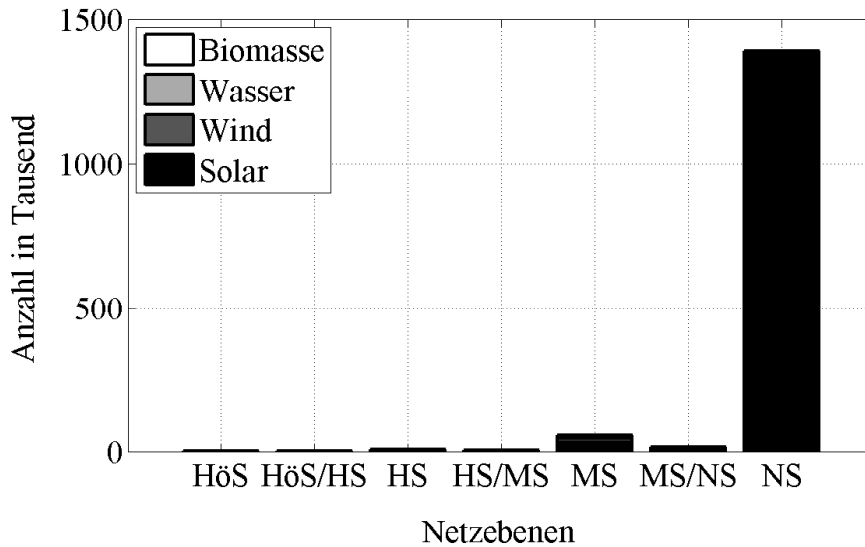


Abbildung 3.25: Anzahl aller Anlagen aus Erneuerbaren Energien sortiert nach Netzebenen und Energieträgern, Stand: 2014

3.4 Inselnetzverhalten von Wechselrichtern

Abbildung 3.26 zeigt den standardisierten Inselnetztest für Wechselrichter mithilfe eines parallelen RLC-Schwingkreises. Die Leistungsflüsse des Wechselrichters, der Last, sowie des Netzes sind entsprechend zu entnehmen.

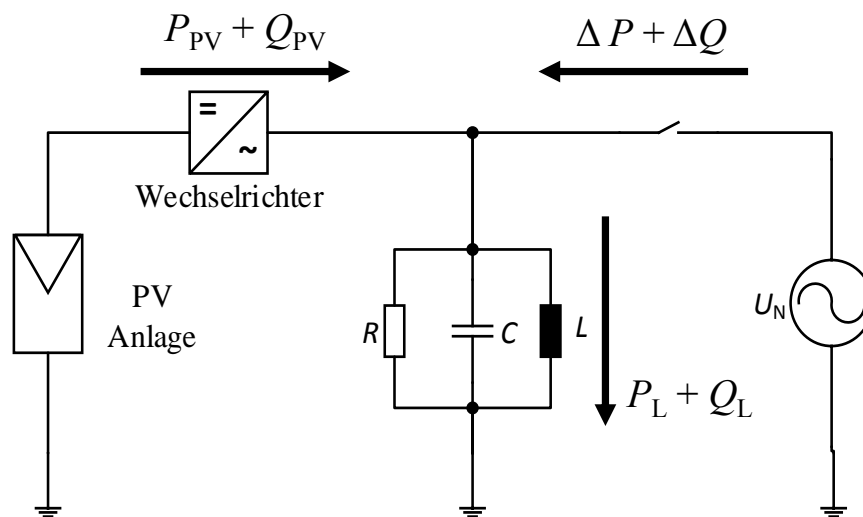


Abbildung 3.26: Standardisierter Inselnetztest mit parallelem RLC-Schwingkreis

Bildet sich ein Inselnetz (Unterbrecher wird geöffnet), stellt sich ein neuer Arbeitspunkt entsprechend der Wirk- und Blindleistung des Wechselrichters ein. Die Last passt ihr Verhalten dementsprechend an. Der neue Arbeitspunkt ist über eine definierte Frequenz f_{OP} sowie eine definierte Spannung U_{OP} gegeben. Diese werden im Folgenden berechnet.

3.4.1 Berechnung der stationären Spannung im Inselnetz mithilfe der Wirkleistungsbilanz

Durch Aufstellen der Wirkleistungsbilanz in Abbildung 3.26 kann das maximal zulässige Ungleichgewicht vor der Inselnetzbildung (entspricht ΔP) berechnet werden. Die jeweiligen Leistungen werden auf die ursprüngliche Leistung des Wechselrichters $P_{PV,0}$ normiert.

Die Wirkleistungsbilanz (normiert) ergibt sich zu:

$$\frac{\Delta P}{P_{PV,0}} = \frac{P_{L,0}}{P_{PV,0}} - \frac{P_{PV}}{P_{PV,0}} \quad (3.57)$$

Sofern sich die Leistungsabgabe des Wechselrichters im Inselnetz nicht von der im Netzparallelbetrieb unterscheidet, vereinfacht sich der Ausdruck zu:

$$\frac{P_{PV}}{P_{PV,0}} = 1 \quad (3.58)$$

$P_{L,0}$ ist die ursprünglich (vor der Bildung des Inselnetzes) von der Last aufgenommene Wirkleistung. Diese ändert sich im Inselnetz und hängt von der sich einstellenden Spannung U_{OP} ab. Der Ausdruck kann formuliert werden durch:

$$\frac{P_{L,0}}{P_{PV,0}} = \frac{P_{L,0}}{P_{PV}} = \frac{\frac{U_n^2}{R}}{\frac{U_i^2}{R}} = \frac{U_n^2}{U_i^2} \quad (3.59)$$

U_n ist die nominale Spannung (in der Niederspannung 230 V Leiter-Neutralleiterspannung), U_i die Spannung, die sich im Inselnetz einstellt. Gleichung (3.58) und (3.59) eingesetzt in (3.57) ergibt:

$$\frac{\Delta P}{P_{PV,0}} = \left(\frac{U_n^2}{U_i^2} - 1 \right) \quad (3.60)$$

Mit den Spannungsgrenzen U_{\min} und U_{\max} lässt sich das maximal mögliche Wirkleistungsungleichgewicht ΔP , das zu einem stabilen Arbeitspunkt im Inselnetz führen würde, festlegen:

$$\left(\frac{U_n^2}{U_{\max}^2} - 1 \right) \leq \frac{\Delta P}{P_{PV,0}} \leq \left(\frac{U_n^2}{U_{\min}^2} - 1 \right) \quad (3.61)$$

Dieser Zusammenhang ist unabhängig vom Blindleistungsverhalten (f_{res}, Q_f) des RLC-Schwingkreises. Folglich hängt das (stationäre) Spannungsniveau im Inselnetz nur von der zur Verfügung gestellten Wirkleistung des Wechselrichters ab.

3.4.2 Berechnung der stationären Frequenz im Inselnetz mithilfe der Blindleistungsbilanz

Durch Aufstellen der Blindleistungsbilanz in Abbildung 3.26 kann das maximal zulässige Ungleichgewicht vor der Inselnetzbildung (entspricht ΔQ) berechnet werden. Die jeweiligen Leistungen werden erneut auf die ursprüngliche Leistung des Wechselrichters $P_{PV,0}$ normiert.

Die Blindleistungsbilanz (normiert) ergibt sich zu:

$$\frac{\Delta Q}{P_{PV,0}} = \frac{Q_{L,0}}{P_{PV,0}} - \frac{Q_{PV}}{P_{PV,0}} \quad (3.62)$$

$Q_{L,0}$ ist die ursprünglich (vor der Bildung des Inselnetzes) von der Last aufgenommene Blindleistung. Diese ändert sich im Inselnetz und hängt von der sich einstellenden Frequenz f_{OP} ab. Die Blindleistungsaufnahme eines parallelen RLC-Schwingkreises berechnet sich zu:

$$Q_L = U^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) \quad (3.63)$$

Die Größen L und C können entsprechend (3.1) umgerechnet werden, wodurch sich ein Ausdruck in Abhängigkeit der Wirkleistung und Schwingkreisgüte ergibt:

$$Q_L = U^2 \cdot \frac{1}{R} \cdot R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) = P_L \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{res}}{f} - \frac{f}{f_{res}} \right) \quad (3.64)$$

Da L und C unabhängig von Frequenz und Spannung sind, gilt (3.64) sowohl vor als auch nach der Inselnetzbildung.

$$Q_{L,0} = P_{L,0} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{res}}{f} - \frac{f}{f_{res}} \right) \quad (3.65)$$

Wird angenommen, dass der Wechselrichter keine Blindleistung einspeist ($\cos \varphi = 1$, $Q_{PV} = 0$) und wird (3.65) in (3.62) eingesetzt, ergibt sich:

$$\frac{\Delta Q}{P_{PV,0}} = \frac{P_{L,0} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{res}}{f} - \frac{f}{f_{res}} \right)}{P_{PV,0}} - 0 = \frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{res}}{f} - \frac{f}{f_{res}} \right) \quad (3.66)$$

Die Blindleistungsaufnahme des RLC-Schwingkreises muss sich im Inselnetz zwangsläufig an die Blindleistungsabgabe des Wechselrichters anpassen. Da $Q_{PV} = 0$ angenommen wird, wandert die Frequenz im Inselnetz von den ursprünglichen 50 Hz hin zur Resonanzfrequenz f_{res} , da hier die resultierende Blindleistungsaufnahme ebenfalls 0 ist. Ersetzt man f_{res} mit den Frequenzgrenzen f_{min} und f_{max} , lässt sich das maximal mögliche Blindeleistungsungleichgewicht ΔQ festlegen, das zu einem stabilen Arbeitspunkt im Inselnetz führen würde:

$$\frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{min}}{f} - \frac{f}{f_{min}} \right) \leq \frac{\Delta Q}{P_{PV,0}} \leq \frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{max}}{f} - \frac{f}{f_{max}} \right) \quad (3.67)$$

Da die Blindleistungsaufnahme des RLC-Schwingkreises auch vom Spannungsniveau abhängt, ergibt sich in (3.67) der Vorfaktor $\frac{U_n^2}{U_i^2}$. Das Frequenzverhalten wird aber im Wesentlichen durch Schwingkreisgüte und Resonanzfrequenz vorgegeben.

Speist der Wechselrichter Blindleistung Q_{PV} ein, so stellt sich ein Arbeitspunkt ein, in dem der RLC-Schwingkreis exakt diese Blindleistung aufnimmt:

$$f = \frac{1}{2} \cdot \left(-\frac{f_{res} \cdot Q_{PV}}{P_{PV} \cdot Q_f} + \sqrt{\left(\frac{f_{res} \cdot Q_{PV}}{P_{PV} \cdot Q_f} \right)^2 + 4 \cdot f_{res}^2} \right) \quad (3.68)$$

$$(3.69)$$

Für $Q_{PV} = 0$ ist $f = f_{res}$.

3.4.3 NDZ der Wirk- und Blindleistungsbetrachtungen

Abbildung 3.27 zeigt die Grenzen der NDZ für die vorangegangenen Betrachtungen exemplarisch für $Q_f = 2$. Oben und unten wird die NDZ durch die Spannungsgrenzen limitiert. Diese sind nur von ΔP abhängig und folglich horizontale Linien. Links und rechts wird die NDZ durch die Frequenzgrenzen beschrieben. Die Abhängigkeit der Blindleistungsaufnahme eines RLC-Schwingkreises von der Spannung resultiert in einem schräg-vertikalen Verlauf der Frequenzbegrenzungen.

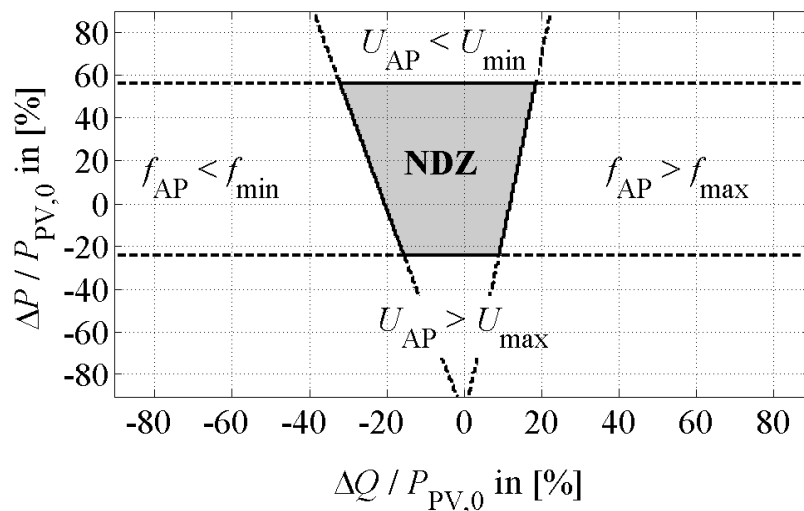


Abbildung 3.27: NDZ nach Berechnung der Wirk- und Blindleistungsbilanz mit einer Schwingkreisgüte von $Q_f = 2$

Rechnet man die Ergebnisse der Wirk- und Blindleistungsbilanz um und ermittelt die zulässigen Werte für ΔP und ΔQ , führt dies zu den Ergebnissen in Tabelle 3.4. Liegt ΔP innerhalb von -24,4 und +56,3 %, liegt der Arbeitspunkt innerhalb der NDZ. Parametrierungen des Schwingkreistests haben folglich keine Auswirkungen auf die Wirkleistungsgrenzen. Bei der Blindleistungsbilanz sind die zulässigen Abweichungen abhängig von der Schwingkreisgüte und liegen für schwache Schwingkreise im unteren einstelligen Bereich, für den aktuellen Schwingkreis der VDE-AR-N 4105 liegen sie bei -32 bis +18,5 %.

Tabelle 3.4: Minimal- und Maximalwerte für ΔP und ΔQ bei aktuell gültigen Spannungs- und Frequenzgrenzen: $U_{\min} = 80 \% U_{nN}$, $U_{\max} = 115 \% U_{nN}$, $f_{\min} = 47.5 \text{ Hz}$, $f_{\max} = 51.5 \text{ Hz}$, Angaben in [%]

		Q_f					
		0,1	0,25	0,5	1	2	5
ΔQ	min	-1,6	-4,0	-8,0	-16	-32	-80
	max	0,9	2,3	4,6	9,2	18,5	46
ΔP	min	-24,4					
	max	56,3					

3.4.4 Internationaler Vergleich und Bewertung der Parameter des Schwingkreistests

Aktuell ist im Schwingkreistest laut VDE-AR-N-4105 eine Güte von $Q_f = 2$ spezifiziert. Diese ist als relativ hoch anzusehen. Im Vergleich: in Großbritannien gilt eine Schwingkreisgüte von $Q_f = 0.5$ (auch wenn diese Grenze aus anderen Gründen gewählt wurde [35]), in den USA gilt ein Wert von $Q_f = 2.5$, in Südkorea $Q_f = 1$ und in Japan $Q_f = 0$ (dafür mit rotierender Maschine). Beispiele für internationale Werte sind in [35], [50], [67], [68] und [69] zu finden.

Tabelle 3.5 zeigt, welche realen Werte für kapazitive und induktive Verhältnisse sich hinter der abstrakten Größe der Schwingkreisgüte verbergen. In [35] wird für stark kompensierte Stadtnetze eine Kapazität von ca. 1 mF angenommen. Bei einer Resonanzfrequenz von 50 Hz führt dies je nach Güte über die Gleichung

$$Q_f = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (3.70)$$

zu einem Widerstand R , der in eine Leistungsaufnahme P umgerechnet werden kann.

Aus den Ergebnissen in Tabelle 3.5 wird klar, dass ein Schwingkreis der Güte $Q_f = 2$ bedeutet, dass eine Wirkleistung von nur ca. 8.3 kW aufgenommen wird, und zwar bei einem Umfang von kapazitiven Kompensationseinrichtungen von ca. 1 mF. Dies scheint eine äußerst konservative Annahme zu sein. Nimmt man für $C = 100 \mu\text{F}$ (was bereits einer starken Kompensation entspricht), so reduziert sich die Wirkleistung entsprechend auf 0.83 kW. Nimmt man beispielsweise eine Motorlast mit einem $\cos \varphi = 0.89$ und kompensiert diese für eine reine Wirkleistungsaufnahme, so entspräche das in etwa einer Güte von 0.5. Eine Güte von 2 entspräche bereits einem vollständig kompensierten Motor mit einem $\cos \varphi = 0.45$.

Da nicht alle Lasten im Niederspannungsnetz als lineare RLC abgebildet werden können, sind die Abschätzungen entsprechend der Gleichungen aus 3.4 im Vergleich mit realen Verhältnissen mit Fehlern behaftet. Erfahrungswerte zeigen, dass die NDZ in Realität deutlich kleiner ist als die, die für eine Schwingkreisgüte $Q_f = 0.5$ berechnet wird [35].

Tabelle 3.5: Parameter eines Schwingkreises für verschiedene Vorgaben zur Schwingkreisgüte. $U_{nN} = 230 \text{ V}$, $f_0 = 50 \text{ Hz}$, Annahme: stark kapazitives Netz mit $C = 1 \text{ mF}$, $L = 10.13 \text{ mH}$, $\cos \varphi$ gilt für den Fall, dass die Last unkompensiert bliebe (z.B. Motorlast)

Q_f	R in $[\Omega]$	P in $[\text{kW}]$	Q_C in $[\text{kvar}]$	Q_L in $[\text{kvar}]$	$\cos \varphi$
0,10	0,32	166,19	-16,62	16,62	0.99
0,25	0,80	66,48	-16,62	16,62	0.97
0,50	1,59	33,24	-16,62	16,62	0.89
1	3,18	16,62	-16,62	16,62	0.71
2	6,37	8,31	-16,62	16,62	0.45
5	15,92	3,32	-16,62	16,62	0.20

3.5 Inselnetzverhalten von Synchrongeneratoren

Die Berechnung der Leistungsbilanzen bei einer Inselnetzbildung von Synchrongeneratoren erfolgt auf andere Weise als bei Wechselrichter-EZA. Zunächst muss beachtet werden, dass

bei Synchrongeneratoren der Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb nicht instantan erfolgt wie bei Wechselrichtern. Die Massenträgheiten des rotierenden Generators machen eine Betrachtung der Vorgänge im subtransienten, transienten und stationären Bereich erforderlich. Dies zeigt sich bei der Berechnung der Spannungsgrenzen der NDZ.

Für die Frequenzgrenzen gilt Ähnliches, da auch hier die Trägheit des Systems eine Rolle spielt. Wird ein Generator dauerhaft mit einer zu hohen Wirkleistung belastet, so wird sich die Drehgeschwindigkeit (und damit die Frequenz) sukzessive weiter verringern. Deshalb spielt das Zeitfenster, innerhalb der eine Erkennung des Inselnetzes erfolgen muss, für die Größe der NDZ eine Rolle. Die Untersuchungen im Abschnitt 3.5.2 stammen aus [2] und berücksichtigen eine relativ kurze Auslösezeit von 500 ms. Die entsprechenden NDZ für 5 s sind folglich kleiner. Dies gilt sowohl für Frequenz als auch Spannungsgrenzen.

Eine eindeutige Berechnung der NDZ-Grenzen wie bei Wechselrichter-Anlagen ist im Rahmen dieser Studie nicht erfolgt, da hierfür eine Vielzahl von Maschinenparametern das Verhalten beeinflusst und ohne genaue Kenntnisse der EZA nur qualitative Aussagen möglich sind. Die Ergebnisse sind im Vergleich zu Wechselrichtern heterogener.

Zu beachten ist, dass Synchrongeneratoren laut aktueller Normenlage auch mit rein passiven Inselnetzerkennungssystemen ausgestattet werden dürfen.

3.5.1 Systemgleichungen für Spannung und Frequenz bei Inselnetzbildung

Die Bildung eines Inselnetzes mit einem Synchrongenerator kann über die Leistungsbilanz der drei Komponenten: Netz, Synchrongenerator und Last beschrieben werden. Ähnlich wie bei der Betrachtung von Wechselrichtern ist ΔP bzw. ΔQ die Leistung aus dem Netz, die bei einer Trennung nicht mehr zur Verfügung steht. Dieser Lastsprung bewirkt beim Synchrongenerator das im Folgenden beschriebene Verhalten.

Gleichung (3.71) beschreibt das Verhalten der Klemmenspannung eines Synchrongenerators bei Anlegen eines Lastsprunges, wie im Falle einer Inselnetzbildung.

$$U_{\text{Kl}} = X_{\text{L}} \cdot U_{\text{b}} \cdot \left[\frac{1}{X_{\text{dt}}} + \left(\frac{1}{X'_{\text{dt}}} - \frac{1}{X_{\text{dt}}} \right) e^{\frac{-t}{T'_{\text{dt}}}} + \left(\frac{1}{X''_{\text{dt}}} - \frac{1}{X'_{\text{dt}}} \right) e^{\frac{-t}{T''_{\text{dt}}}} \right] \quad (3.71)$$

mit

$$X_{\text{dt}} = X_{\text{d}} + X_{\text{L}} ; \quad X'_{\text{dt}} = X'_{\text{d}} + X_{\text{L}} ; \quad X''_{\text{dt}} = X''_{\text{d}} + X_{\text{L}} \quad (3.72)$$

$$T'_{\text{dt}} = T'_{\text{do}} \cdot \frac{X'_{\text{dt}}}{X_{\text{dt}}} ; \quad T''_{\text{dt}} = \frac{X''_{\text{dt}}}{X_{\text{dt}}} \cdot \frac{T'_{\text{do}} \cdot T''_{\text{do}}}{T'_{\text{dt}}} \quad (3.73)$$

X_{d} , X'_{d} und X''_{d} sind die statische, transiente und subtransiente Reaktanz des Synchrongenerators im d -System in [pu]. T'_{do} und T''_{do} sind die transienten sowie subtransienten Zeitkonstanten des d -Systems in Sekunden. Sie charakterisieren das Verhalten im jeweiligen Zeitbereich.

Abbildung 3.28 zeigt den zeitlichen Verlauf der Spannung in Abhängigkeit vom Lastsprung. Man beachte, dass der Lastsprung hier eine Blindleistung betrifft. Beim Synchrongenerator gilt (wie auch im Verbundnetz) der Zusammenhang: Blindleistung/Spannung. Eine genauere Analyse des Zusammenhangs erfolgt im Abschnitt 3.5.2

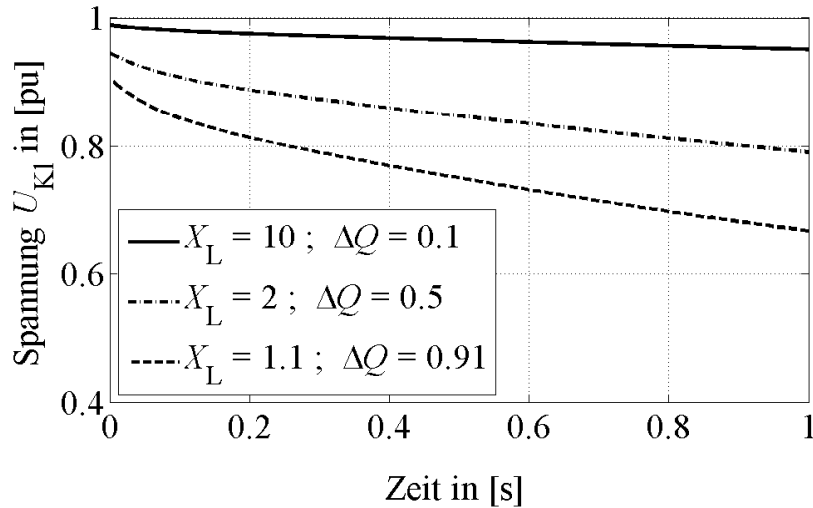


Abbildung 3.28: Spannungsverlauf im subtransienten, transienten und stationären Bereich bei der Inselnetzbildung eines Synchrongenerators, Parameter des Generators entsprechend Tabelle 4.2

Es wird im Folgenden auf das Frequenzverhalten eingegangen. Synchrongeneratoren geben durch ihre Rotation die Netzfrequenz vor. Befinden sich Erzeugung und Verbrauch im Netz im Gleichgewicht, so gilt

$$P_{\text{mech}} = P_{\text{el}} \quad (3.74)$$

$$\Delta P = P_{\text{mech}} - P_{\text{el}} = 0 \quad (3.75)$$

Die von den Verbrauchern aufgenommene elektrische Leistung P_{el} ist in diesem Fall so groß wie die mechanisch an der Generatorwelle anliegende Leistung P_{mech} .

Bei einem Überschuss an Erzeugungsleistung gilt:

$$P_{\text{mech}} > P_{\text{el}} \quad (3.76)$$

$$\Delta P > 0 \quad (3.77)$$

In einem Inselnetz steigt damit die Netzfrequenz an. Im umgekehrten Fall ($P_{\text{mech}} < P_{\text{el}}$) sinkt sie. Für den dynamischen Zusammenhang zwischen ΔP und der Frequenzänderung gilt:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot H}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (3.78)$$

$$\omega = \int \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2 \cdot H} dt = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2 \cdot H} \cdot t \quad (3.79)$$

Die Höhe von ΔP beeinflusst den Grad der Frequenzänderung. Für eine quantitative Berechnung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit sowie der tatsächlichen Abweichung von der Nennfrequenz zu jedem Zeitpunkt ist die Kenntnis der Maschinenkonstanten H erforderlich. Aus (3.78) lassen sich zwei Dinge direkt schlussfolgern:

- Je höher der Lastsprung ΔP , desto größer wird auch die Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF) sein.
- Je länger das Ungleichgewicht anhält, desto größer ist die Frequenzabweichung. Aus diesem Grund hängt die Größe der NDZ direkt von der geforderten Auslösezeit ab. Je

länger die Anlage Zeit hat, eine Inselnetzbildung zu erkennen, desto kleiner die NDZ, da sich bis dahin die Abweichungen in der Frequenz für gleiche ΔP bereits stärker ausgewirkt haben.

3.5.2 Frequenz- und Spannungsverhalten von Synchrongeneratoren im Inselnetzbetrieb

Entgegen der Forschung zu Wechselrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen, ist bei rotierenden Generatoren das Spektrum an Inselnetzerkennungsmethoden signifikant kleiner. Die Gründe liegen auf der Hand: Wechselrichteranlagen sind in ihrer Regelung und Stromspeisung weitaus flexibler und können durch geeignete Manipulation verschiedenartige Netzanregung erzielen. Synchrongeneratoren hingegen werden fast ausschließlich mit passiven Überwachungssystemen ausgestattet.

Eine gängige Methode zur Inselnetzerkennung bei Synchrongeneratoren ist der Einsatz von Frequenz- und Spannungsrelais. Wie auch bei Wechselrichteranlagen, lösen die Über- bzw. Unterschreitung von Grenzwerten die Relais aus und trennen die EZA vom Netz.

Die Untersuchungen zur Inselnetzerkennung stammen aus [2]. Die dafür gewählten Parameter für die Modellierung des Synchrongenerators sind der entsprechenden Veröffentlichung zu entnehmen. Die Abbildungen 3.29, 3.30, 3.31, 3.32 und 3.33 geben das allgemeine Verhalten eines Synchrongenerators bei Inselnetzbildung wider und dienen als Orientierung. Die tatsächlichen NDZs einer Anlage lassen sich nur durch Verwendung der jeweils maschinenspezifischen Parameter bestimmen.

Das Frequenzverhalten eines Synchrongenerators im Inselnetz lässt sich aus Gleichung (3.78) ableiten. Besteht ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Verbrauch (Wirkleistung), so ändert sich ab dem Moment der Inselbildung die Frequenz. Überschreitet die Erzeugerleistung den Verbrauch, so steigt die Frequenz. Bei einer Unterdeckung der Wirkleistung sinkt die Frequenz.

Abbildung 3.29 zeigt die NDZ eines Frequenzüberwachungsrelais in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene. Die vertikalen Linien der NDZ bilden den Frequenzkorridor in der ΔP -Ebene. Sie wandern je nach Breite des zulässigen Frequenzbandes nach innen bzw. außen. Durch die Vorgaben der VDE AR-N 4105 sind die Frequenzgrenzen in Deutschland bei 47.5 und 51.5 Hz festgelegt. Die Breite des Korridors kann aus diesem Grund nur noch durch den Parameter der maximal zulässigen Auslösezeit verändert werden. Je länger die Anlage im Inselnetzbetrieb fährt, desto größer wird die Frequenzabweichung und somit die Detektierbarkeit. Größere Zeitfenster bewirken damit eine Verkleinerung der NDZ in der ΔP -Ebene. Auch die Massenträgheit der EZA hat einen Einfluss auf die NDZ. Wie in (3.78) ersichtlich, ändert sich die Frequenz schneller bei kleinerem H . Anlagen mit einer relativ kleinen Massenträgheit im Vergleich zu Ihrer Nennleistung sind deshalb anfälliger für Frequenzänderungen und haben somit für gleiche Zeitfenster eine kleinere NDZ.

Zwar ist die Inselnetzerkennung in Deutschland aktuell innerhalb von 5 s obligatorisch (ein vergleichsweise langes Zeitfenster für Frequenzänderungen), jedoch besteht für Synchrongeneratoren eine besondere Gefahr für Beschädigungen bei asynchronem Wiedereinschalten. Dies kann jedoch viel früher als 5 s eintreten, beispielsweise nach Fehlerklärung eines Kurzschlusses.

Abbildung 3.30 zeigt die NDZ eines Spannungsüberwachungsrelais in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene.

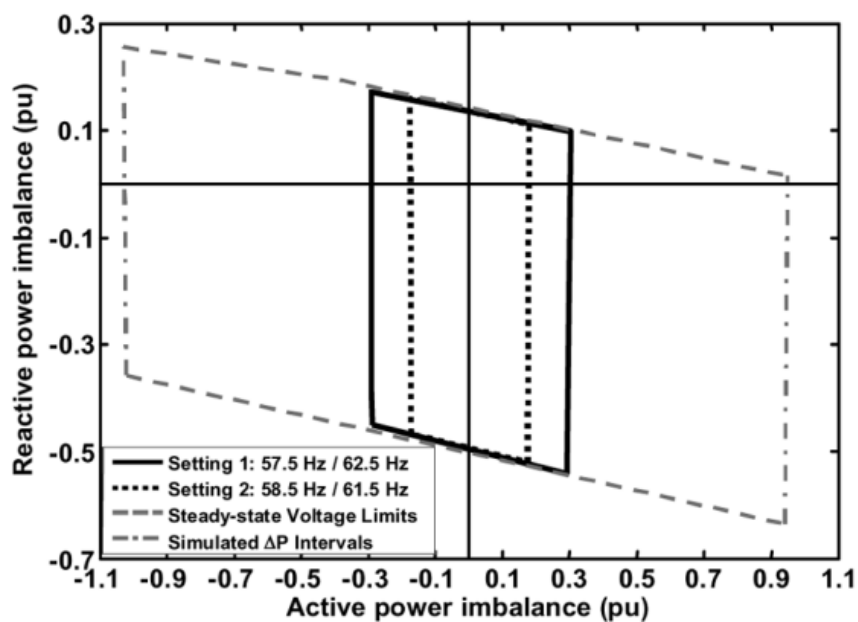


Abbildung 3.29: NDZ eines Frequenzrelais für verschiedene Schwellenwerte und eine definierte maximal zulässige Auslösezeit (hier: 500 ms), nach [2]

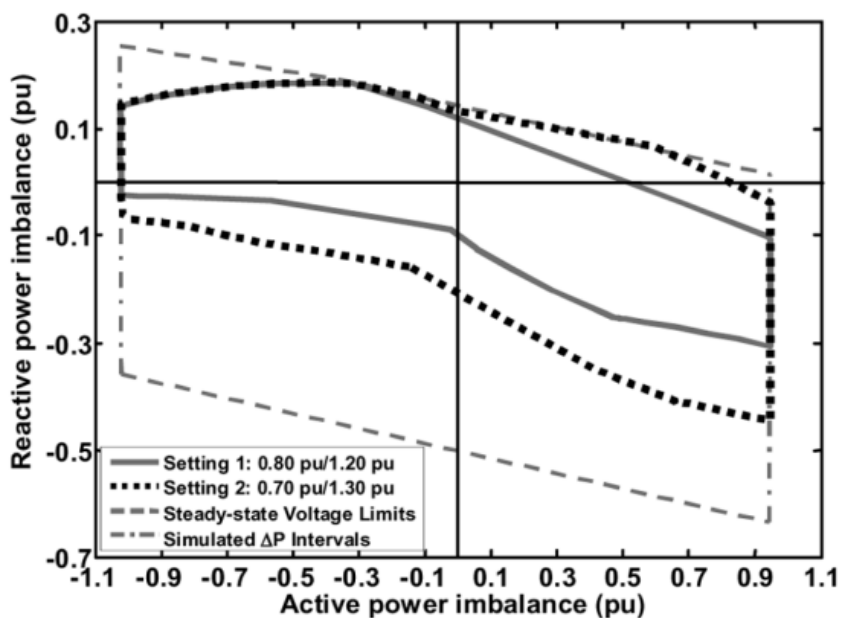


Abbildung 3.30: NDZ eines Spannungsrelais für verschiedene Schwellenwerte und eine definierte maximal zulässige Auslösezeit (hier: 500 ms), Erregersystem für konstante Blindleistungseinspeisung, nach [2]

Hier zeigt sich der Zusammenhang zwischen zulässigen Spannungswerten und den oberen und unteren Schranken der ΔQ -Ebene. Auffällig ist, dass sich über ein breites Spektrum von Wirkleistungsungleichgewichten eine stabile Spannung bildet. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum Verhalten von Wechselrichtergekoppelten Erzeugern, wo die Spannung im Netz sehr sensitiv auf die Wirkleistungsbilanz reagiert.

Auch die Grenzen der Spannungsrelais sind in der VDE-AR-N 4105 definiert und eine Anpassung ist nicht zulässig. Dies ist also ebenfalls kein Mittel zur Reduktion der NDZ.

3.5.2.1 Auswirkungen unterschiedlicher Lasttypen auf das Frequenz- und Spannungsverhalten

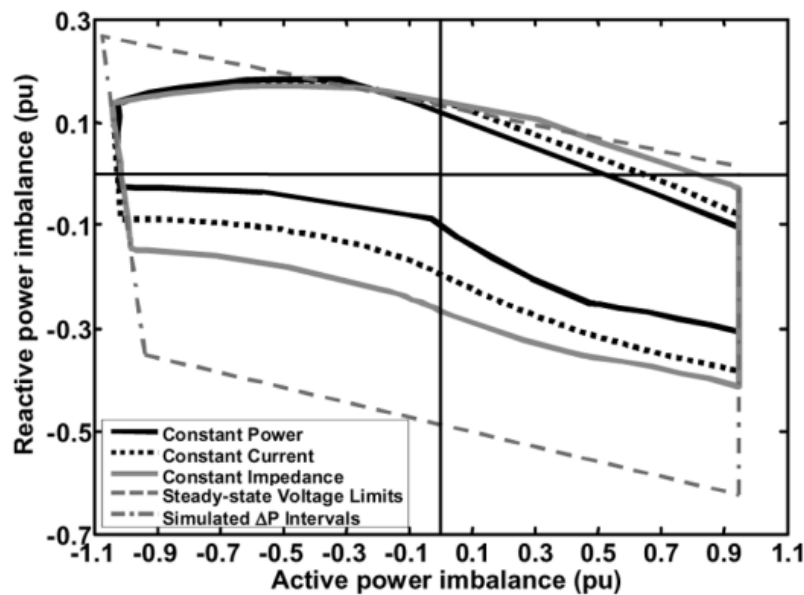


Abbildung 3.31: NDZ eines Spannungsrelais für verschiedene Lasttypen, Erregersystem für konstante Blindleistungseinspeisung, nach [2]

Abbildung 3.31 zeigt die NDZ eines Spannungsüberwachungsrelais in Abhängigkeit von den verwendeten Lasttypen. Es zeigt sich, dass das Inselnetzverhalten von Synchrongeneratoren abhängig vom Verbraucherverhalten ist. Die starre Leistungsaufnahme von Konstant-Leistungs-Lasten (CPL) begünstigt eine schnelle Spannungsänderung und damit die Detektierbarkeit von Inselnetzen. Konstant-Widerstands-Lasten (RLC-Schwingkreise) passen ihre Leistungsaufnahme hingegen dem Spannungsniveau an. Bei sinkender Spannung sinkt auch deren Leistungsaufnahme, womit sie spannungs- und systemstabilisierend wirken, was eine Inselnetzerkennung erschwert.

3.5.2.2 Auswirkungen des Erregersystems auf das Spannungsrelais

Das Erregersystem eines Synchrongenerators hat einen wesentlichen Einfluss auf das Spannungsverhalten und damit die Effektivität eines Spannungsüberwachungsrelais. In Abbildung 3.32 werden zwei mögliche Betriebsmodi eines Synchrongenerators dargestellt: Regelung einer konstanten Blindleistung (P/Q) sowie Regelung der Klemmenspannung (P/U). Wie zu erwarten, stabilisiert die Erzeugungsanlage in der P/U -Regelung die Spannung im Inselnetz

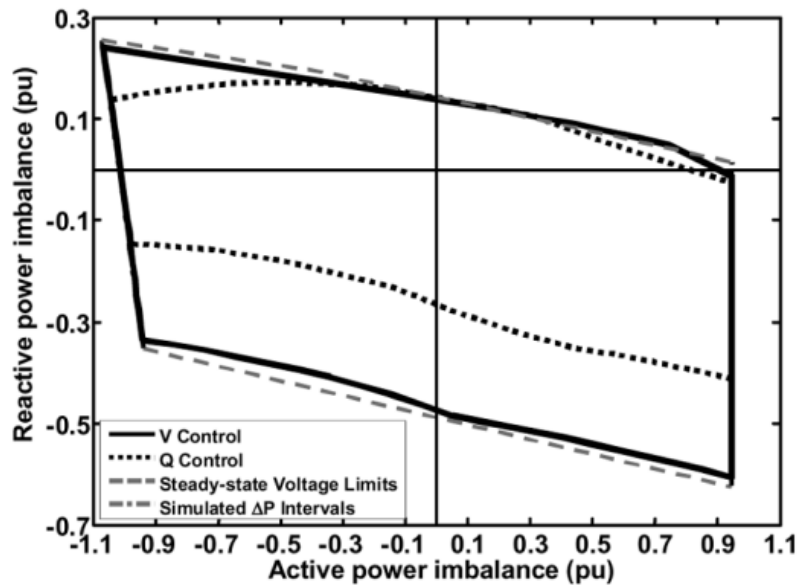


Abbildung 3.32: NDZ eines Spannungsrelais für verschiedene Erregersysteme, nach [2]

und arbeitet somit gegen das Spannungsüberwachungsrelais. Das bewirkt eine Vergrößerung der NDZ.

Die Vorgaben der VDE-AR-N 4105 zum Blindleistungsverhalten von EZA im 0,4-kV-Netz schreiben für Synchrongeneratoren ein definiertes P/Q -Verhalten vor. Eine Regelung der Netzspannung im Niederspannungsnetz erfolgt über die Variation des $\cos \varphi$ in Abhängigkeit vom Arbeitspunkt. Davon sind nicht-regelbare EZA jedoch ausgenommen, welche mit einem konstanten $\cos \varphi$ betrieben werden können [4].

Aufgrund der aktuellen Überlegungen zur Anpassung der statischen Spannungshaltung im 0,4-kV-Netz sei darauf hingewiesen, dass sich das Verhalten im Inselnetz und damit die Effektivität der Inselnetzerkennung maßgeblich mit der gewählten Regelung an den Ausgangsklemmen des Synchrongenerators verändert. Prinzipiell ist aus Sicht der Inselnetzerkennung ein Erregersystem mit Regelung der Blindleistung einem System mit Regelung der Ausgangsspannung vorzuziehen.

Jedoch kann durch geeignete Wahl der Zeitkonstanten zur statischen Spannungsregelung die Problematik entschärft werden. Erfolgt die Nachregelung des Erregersystems langsam im Vergleich zur Dynamik in Inselnetzen (z.B. $T_{\text{stat}} \geq 5$ s), so sollten negative Effekte auf die Inselnetzerkennung minimiert werden können.

3.5.2.3 Gesamt-NDZ von Synchrongeneratoren bei Einsatz von Spannungs- und Frequenzrelais

Abbildung 3.33 zeigt die kombinierte NDZ von Spannungs- und Frequenzrelais für Konstant-Widerstands-Lasten bei einem Erregersystem mit Regelung der Blindleistung. Die NDZ ergibt sich aus der Schnittmenge der NDZ der einzelnen Relais aus den Abbildungen 3.31 und 3.29. Die endgültige Größe der NDZ ergibt sich durch Anwendung der Frequenz- und Spannungsgrenzen aus der VDE-AR-N 4105. Damit sind die Möglichkeiten zu einer weiteren Reduzierung der NDZ von Synchrongeneratoren begrenzt.

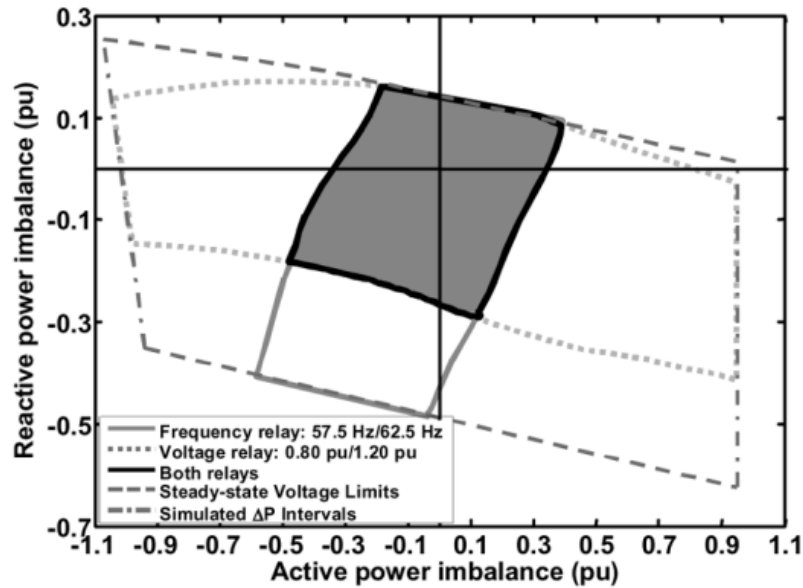


Abbildung 3.33: NDZ bei Einsatz eines Spannungs- und Frequenzrelais, Konstant-Widerstands-Lasten, Erregersystem: Blindleistungsregelung, nach [2]

Im Vergleich mit Wechselrichteranlagen bleiben die NDZs relativ groß. Im Folgenden werden weitere Methoden zur Erkennung von Inselnetzen vorgestellt, die die NDZ im Vergleich zum alleinigen Einsatz von Frequenz- und Spannungsrelais teilweise wesentlich verkleinern.

3.5.3 Methoden zur Inselnetzerkennung bei Synchrongeneratoren

3.5.3.1 Rate of Change of Frequency, ROCOF

Die Funktionsweise dieser Methode wird im Abschnitt 3.2.2.4 beschrieben.

Die ROCOF-Methode ist bei Inselnetzen mit reinen Wechselrichtern sehr effektiv (vgl. Abschnitt 6.5). Die Massenträgheit von Synchrongeneratoren begrenzt jedoch die Frequenzänderungsgeschwindigkeit im Falle einer Inselnetzbildung. Damit lässt sich a priori nur bedingt eine Aussage über die Effektivität treffen.

Abbildung 3.34 zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Frequenzänderungen bei verschiedenen Wirkleistungsungleichgewichten und den Zusammenhang zur Massenträgheit des Synchrongenerators. Die Parameter des Modells sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Es zeigt sich, dass bei ausreichend geringer Massenträgheit (Kurve mit $H = 0.14$ s) die Frequenzänderungen ausreichend groß sind. Würde die gleiche Schwelle wie bei der Analyse zum Frequenzverhalten von Wechselrichtern ($2 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$, vgl. Kapitel 6.5) gewählt, so ließe sich die NDZ auf bis zu ± 3 % reduzieren. Bei einem zehnfachen Massenträgheitsmoment läge die NDZ in einem Bereich von ± 13 %, womit der Nutzen stark verringert wäre.

Die Untersuchungen zeigen, dass die ROCOF-Methode durchaus eine sinnvolle Ergänzung zum alleinigen Einsatz von Frequenz- und Spannungsüberwachungsrelais sein kann. Wesentlich für die Effektivität der Methode ist jedoch das Verhältnis von Leistung zu Massenträgheit des Synchrongenerators.

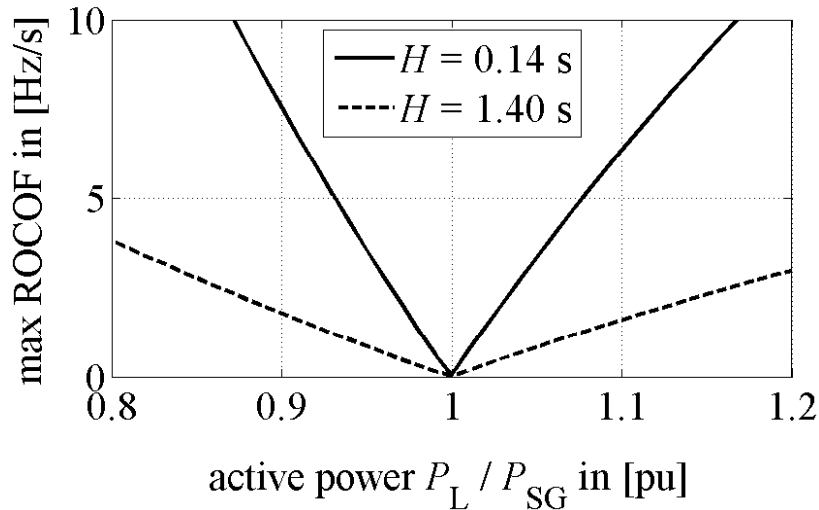


Abbildung 3.34: Maximalwerte der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF) bei verschiedenen Wirkleistungsungleichgewichten, Daten des Synchrongenerators aus Tabelle 4.2

Ein wesentlicher Vorteil ist vor allem die schnelle Detektion eines Inselnetzes. Die Frequenzänderung erreicht bereits direkt nach Inselbildung hohe Werte, wodurch eine schnelle Trennung der EZA möglich ist. Das vermindert das Risiko einer asynchronen Wiedereinschaltung.

3.5.3.2 Rate of Change of Frequency over Power, ROCOFOP

Wie bei der ROCOP- und der ROCOF-Methode, basiert auch die ROCOFOP-Methode darauf, dass die Änderungsgeschwindigkeit des zu messenden Wertes in einem Inselnetz wesentlich höher ist als in einem Verbundnetz.

$$ROCOFOP = \frac{df}{dP} \quad (3.80)$$

Die ROCOFOP-Methode kommt vor allem bei Synchrongeneratoren zum Einsatz. Untersuchungen ergaben, dass sie insbesondere bei kleinen Leistungsungleichgewichten sensibler reagiert als die ROCOF-Methode [70]. Dies resultiert in einer kleineren NDZ. Es kann jedoch bei Netzfehlern, die keine Inselnetzbildung zur Folge haben, zu unerwünschtem Auslösen kommen.

In [5] wurde die ROCOFOP-Methode zusammen mit der ROCOF-Methode und einer weiteren Frequenzänderungs-Überwachungsmethode untersucht. In den dort untersuchten Szenarien von Netzfehlern (Applikation von 60 verschiedenen Netzfehlern, z.B. Kurzschlüsse, Zu-/Abschalten von großen Lasten, etc.) kam es zur ungewollten Trennung der Anlage bei einem dreiphasigen Kurzschluss und einem damit einhergehenden Absinken der Klemmenspannung des Synchrongenerators. Bei Integration der dynamischen Netzstützung müsste dieser Fall gesondert betrachtet werden (siehe hierzu auch Kapitel 8).

3.5.3.3 Vektorsprungrelais

Abbildung 3.35 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild für den Betrieb eines Synchrongenerators am starren Netz und das sich einstellende Zeigerdiagramm. Zwischen der Klemmenspannung des Synchrongenerators (entspricht der Netzspannung U_{bN}) und seiner Polradspannung

\underline{E} liegt eine Spannungsdifferenz, welche sich aus dem Strom I_{bG} und dessen Spannungsfall über der Reaktanz X_d des Synchrongenerators ergibt. Es stellt sich ein stabiler Polradwinkel ϑ_G ein.

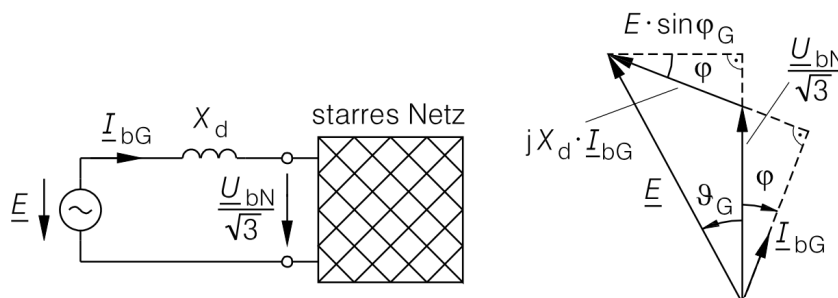


Abbildung 3.35: links: Betrieb eines Synchrongenerators am starren Netz, rechts: Zeigerdiagramm der Spannungen und Ströme [58]

Im Falle einer Inselnetzbildung wird sich dieser Winkel ϑ_G aufgrund der veränderten Lastsituation um ein $\Delta\vartheta$ verändern. In der Netzspannung kommt es zu einem Sprung in der Phasenlage. Dieser führt dazu, dass der tatsächliche Nulldurchgang und der zu erwartende Nulldurchgang (der erfolgt wäre, wenn das Netz weiterhin verbunden wäre) voneinander abweichen. Diese Abweichung wird von Vektorsprungrelais (VSR) detektiert. Bei Überschreiten einer voreingestellten Grenze (meist $2 \dots 20^\circ$ [71]) löst das Relais aus und trennt die Anlage vom Netz.

Der Vorteil des VSR liegt darin, dass es schneller auf Frequenzänderungen reagieren kann als einfache Frequenzschutzrelais, die nur den Momentanwert der Frequenz überwachen und abwarten müssen, bis Grenzwerte verletzt werden. VSR können bereits beim nächsten Nulldurchgang auf Änderungen in der Netzfrequenz reagieren. Somit ist die Abschaltung eines Inselnetzes innerhalb von ca. 100 ms möglich. Ihre Performance ist mit der ROCOF-Methode vergleichbar.

Detailinformationen zum Funktions- und Messprinzip bei VSR sowie Gleichungen zum dynamischen Verhalten sind in [71] zu finden. In [72] und [73] werden VSR und Frequenzrelais bezüglich ihrer Performance verglichen sowie die Bedeutung der geforderten Auslösezeit für die Größe der NDZ erläutert.

3.5.3.4 Überwachung des Frequenz-Schwingungsverhaltens von Synchrongeneratoren

In [5] wird ein Algorithmus zur Bestimmung der Schwingungsparameter von Synchrongeneratoren bei Netzfehlern vorgestellt. Neben Inselnetzbildung werden weitere Fehlerszenarien betrachtet (z.B. Kurzschlüsse).

Die Detektion eines Inselnetzes basiert auf der Tatsache, dass das Frequenz-Änderungsverhalten im Inselnetz von dem im Verbundnetz abweicht. Hierfür werden die gültigen Gleichungen für die beiden Zustände abgeleitet. Ausgangspunkt ist die Systemgleichung zum Betrieb von

Synchrongeneratoren im Netzparallelbetrieb:

$$\frac{2 \cdot H}{\omega_b} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D \cdot \omega$$

H : Zeitkonstante des SG
 ω_b : Kreisfrequenz des SG
 D : Dämpfungsfaktor der Schwingung
 P_m : mechanische Leistung
 P_e : elektrische Leistung

(3.81)

Diese Gleichung wird sowohl für den Netzparallelbetrieb als auch für den Inselnetzbetrieb gelöst. Im Netzparallelbetrieb erhält man

$$\frac{2 \cdot H}{\omega_b} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \cdot \frac{d\Delta \delta}{dt} = -P_{\max} \cdot \cos(\Delta \delta)$$
(3.82)

$$P_{\max} \cdot \cos(\Delta \delta) : \text{Synchronisationskoeffizient}$$
(3.83)

Löst man (3.82) unter der Annahme, dass $\Delta \delta(0) = \Delta \delta_0$ und $\Delta \omega(0) = 0$, erhält man folgende Gleichungen für die Rotorfrequenz Δf und den Rotorwinkel $\Delta \delta$:

$$\Delta \delta(t) = \frac{\Delta \delta_0}{\sqrt{1 - \xi^2}} \cdot e^{-\xi \omega_n t} \cdot \sin(\omega_d t + \theta)$$
(3.84)

$$\Delta f(t) = \frac{-\omega_n \Delta \delta_0}{2\pi \sqrt{1 - \xi^2}} \cdot e^{-\xi \omega_n t} \cdot \sin(\omega_d t)$$
(3.85)

$$\omega_n = \sqrt{\frac{P_{\max} \cdot \cos(\delta_0) \cdot \omega_b}{2 \cdot H}}$$
(3.86)

$$\xi = \frac{D}{2} \cdot \sqrt{\frac{\omega_b}{2 \cdot H \cdot P_{\max} \cdot \cos(\delta_0)}}$$
(3.87)

$$\omega_d = \omega_n \cdot \sqrt{1 - \xi^2}$$
(3.88)

$$\theta = \cos^{-1}(\xi)$$
(3.89)

Aus (3.84) und (3.85) lässt sich folgern, dass Rotorfrequenz und Rotorwinkel in einer gedämpften Sinuskurve verlaufen und nach einiger Zeit wieder ihren Nominalwert annehmen.

Bildet sich ein Inselnetz, so verändert sich auch das dynamische Verhalten. Der Synchron-generator kann die Leistungsdifferenz ΔP nicht mehr an das Netz abgeben, wodurch der Synchronisationskoeffizient gleich 0 wird.

Löst man (3.82) mit $\Delta \delta(0) = \frac{\Delta P \cdot \omega_b}{2 \cdot H}$ und $\Delta \omega(0) = \frac{2\pi \cdot \Delta P}{D}$ als Ausgangsbedingungen, so erhält man für die Rotorfrequenz Δf :

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{D} (1 - e^{-2\xi \omega_n t})$$
(3.90)

Das Frequenzverhalten im Inselnetz weist also keine Schwingungen aufgrund eines Wirkleistungsungleichgewichts auf.

Die Detektion eines Inselnetzes erfolgt über die Aufzeichnung der Frequenz über ein definiertes Zeitfenster (z.B. 500 ms) und einer Analyse des Schwingungsverhaltens. Da diese Berechnung relativ große CPU-Ressourcen bindet, wird sie erst ab einer initialen Abweichung von der Nominalfrequenz 50 Hz über einen Trigger aktiviert. Mithilfe des Tufts-Kamareesan Algorithmus können die Schwingungsparameter bestimmt und somit festgestellt werden, ob es sich um normale Netzschwankungen oder um die Bildung eines Inselnetzes handelt. Details zur Methode werden in [5] vorgestellt.

Kapitel 4

Modellierung

4.1 Modellierung des Wechselrichters

Die Simulationen zur Inselnetzerkennung bei Wechselrichtern wurde mit einem dreiphasigen Modell durchgeführt. Auswertung der Spannungs-, Strom- und Frequenzwerte erfolgte durch eine Messung am Netzverknüpfungspunkt (NVP). Damit wurde sichergestellt, dass für die Regelung der EZA die Messsignale verwendet werden, die auch für die Inselnetzerkennung im ggf. eigenständigen Netz- und Anlagenschutz zur Verfügung stehen.

4.1.1 Leistungselektronik und Peripherie

Als grundlegendes Modell für die Leistungselektronik des Wechselrichters wurden sechs IGBTs in einer dreiphasigen Zwei-Level Struktur verwendet. Die Angaben zu den Parametern sind Tabelle 4.1 zu entnehmen.

Die IGBTs werden über eine Pulsweitenmodulation (PWM) angesteuert, die die Modulationssignale der Regelung (m_{abc}) in Steuerimpulse für die Leistungselektronik umwandelt. Die PWM-Frequenz beträgt 5 kHz. Passend dazu wurde ein L -Filter mit $L_F = 5$ mH vorgesehen.

Da die Untersuchungen das Verhalten auf der Netzseite betrachten, wurde die Gleichspannungsseite vereinfacht als Konstantspannungsquelle angenommen. Damit verbunden ist die Annahme, dass die DC-Spannung über die Dauer der Inselnetzerkennung (maximal 5 s) konstant bleibt. Die mit 1 kV sehr hoch angesetzte Gleichspannung begründet sich in dem Aufbau ohne Transformator, hat jedoch auf die Ergebnisse keine Auswirkungen. Für die Mindestspannung auf DC-Seite des Wechselrichters gilt:

$$U_{\text{DC,min}} \geq 2 \cdot U_{\text{nN}} \cdot \sqrt{2} = 653 \text{ V} \quad (4.1)$$

Durch die Verwendung einer Third-Harmonic-Injection kann die DC-Spannung auf

$$U_{\text{DC,min,THI}} = \frac{U_{\text{DC,min}}}{1.15} = 568 \text{ V} \quad (4.2)$$

reduziert werden [74].

Tabelle 4.1: Parameter des Wechselrichtermodells

Parameter	Beschreibung	Wert
U_{nN}	Netznominalspannung	230 V
f_{nN}	Netznominalfrequenz	50 Hz
R_{on}	Durchgangswiderstand des IGBT	0.88 m Ω
f_{PWM}	PWM-Frequenz	5 kHz
U_{DC}	DC Spannung	1000 V
L_F	Filterinduktivität	5 mH
R_F	ohmscher Widerstand des Filters	0.75 m Ω

4.1.2 Regelung

Die Regelung des dreiphasigen Wechselrichters erfolgt im dq -System. Die gemessenen Ströme und Spannungen werden durch den Einsatz einer Phasenregelschleife (Phase Locked Loop, PLL) vom abc - in das dq -System transformiert. Nach Berechnung der Regelgrößen erfolgt die Rücktransformation der Ausgangsgrößen m_{dq} nach m_{abc} .

Die Regelung im dq -System hat den Vorteil, dass Wirk- und Blindkomponenten getrennt voneinander geregelt werden können. Außerdem sind die Regelgrößen (i_d und i_q) DC-Größen, deren Regelung über einen einfachen PI-Regler realisiert werden kann. Die Regelstrecke selbst zeigt PT1-Verhalten.

Abbildung 4.1 zeigt die Implementierung des Stromreglers im dq -System, Abbildung 4.2 die Leistungsregelung. Die Leistungen berechnen sich anhand [74] zu:

$$P(t) = \frac{3}{2} \cdot U_d(t) \cdot i_d(t) \quad (4.3)$$

$$Q(t) = -\frac{3}{2} \cdot U_d(t) \cdot i_q(t) \quad (4.4)$$

In den Abbildungen 4.3 und 4.4 sind die Systemdienstleistungsvorgaben entsprechend [4]

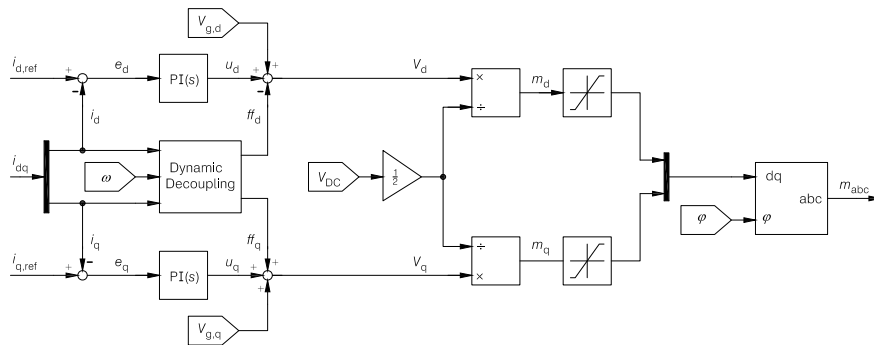


Abbildung 4.1: Stromregelung im dq -System

zur $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung dargestellt. Abbildung 4.5 zeigt die Struktur der eingesetzten Frequenz- und Spannungsrelais inklusive ROCOF-Überwachung.

Eine detailliertere Beschreibung des verwendeten Modells und eine Erarbeitung der regelungstechnischen Ansätze findet sich in [75].

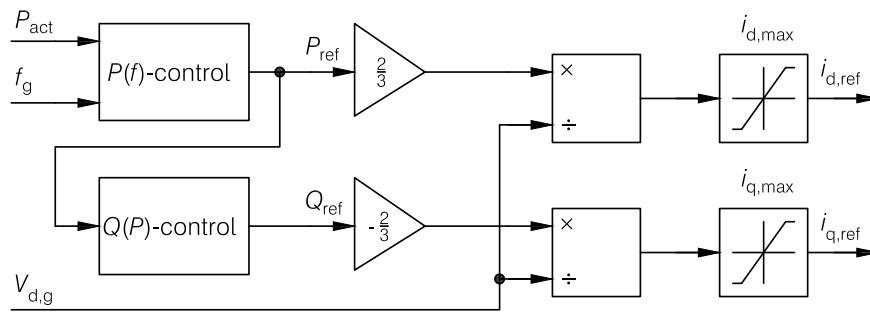


Abbildung 4.2: Leistungsregelung im dq -System

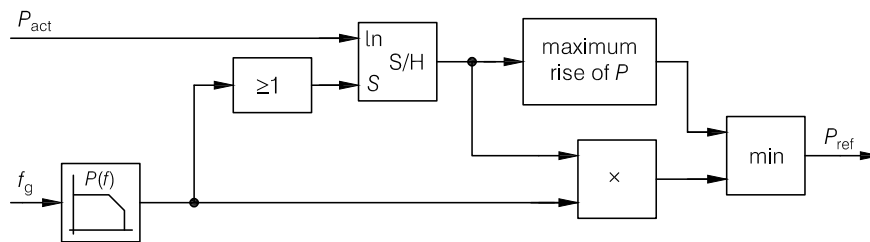


Abbildung 4.3: Implementierung der $P(f)$ -Regelung

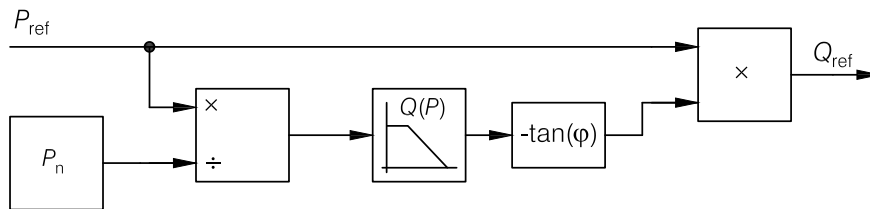


Abbildung 4.4: Implementierung der $Q(P)$ -Regelung

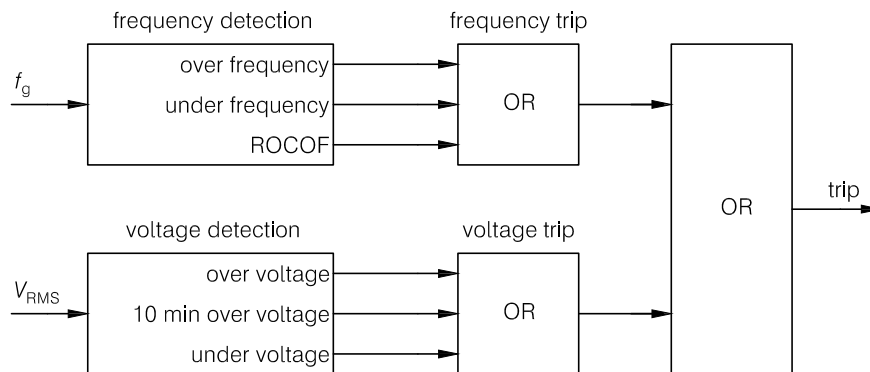


Abbildung 4.5: Implementierung der Frequenz- und Spannungsrelais inklusive ROCOF-Überwachung

4.2 Modellierung des Synchrongenerators

Die Ergebnisse aus Abschnitt 3.5 stammen im Wesentlichen aus [2]. Die dort verwendeten Parameter sind der Veröffentlichung zu entnehmen.

Für weiterführende Simulationen wurde ein *6th order IEEE Model* verwendet. Dieses ist mit den Parametern aus Tabelle 4.2 in der SimpowerSystems-Bibliothek verfügbar und konnte in die Untersuchungen zur Inselnetzbildung integriert werden.

Tabelle 4.2: Parameter des Synchrongeneratormodells aus der SimpowerSystems-Bibliothek

Variable	Wert
S_{SG}	8100 VA
U_{LL}	400 V
H_{SG}	0,14 s
X_d	1,8
X'_d	0,184
X''_d	0,115
X_q	0,895
X''_q	0,207
T'_{do}	4,49 s
T''_{do}	0,0681 s

4.3 Modellierung der Verbraucher

Die Modellierung der Verbraucher basiert auf den Untersuchungen aus Abschnitt 3.3.2. Die dort entwickelten Gleichungen wurden in den jeweiligen Modellen hinterlegt.

4.3.1 Modell des RLC-Schwingkreises

Die Modellierung des RLC-Schwingkreises erfolgte entsprechend den Vorgaben der VDE-AR-N 4105. Die dort vorgeschriebene Schwingkreisgüte bzw. Resonanzfrequenz wurde für die Ermittlung der NDZ entsprechend variiert.

Die Abstimmung auf die Erzeugungsleistung wurde über das Verhältnis

$$P_{RLC} = P_E - \Delta P \quad (4.5)$$

festgelegt. Anschließend wurde die Widerstand R entsprechend über die Wirkleistung und U_{nN} ermittelt:

$$R = \frac{U_{nN}^2}{P_{RLC}} \quad (4.6)$$

Die Blindelemente L und C wurden entsprechend

$$L = \frac{R}{\omega_{res} \cdot Q_f} \quad (4.7)$$

$$C = \frac{1}{\omega_{res}^2 \cdot L} \quad (4.8)$$

fixiert. Die Variation der Resonanzfrequenz f_{res} wurde über eine veränderte Blindleistungseinspeisung realisiert. Für $Q = 0$ ist $f_0 = f_{nN} = 50$ Hz.

Dreiphasige Systeme wurden als symmetrisch angenommen, die angegebenen Werte für R , L und C gelten somit für alle drei Phasen. Diese Vereinfachung ist zulässig, da asymmetrische Systeme bei der Verwendung des verwendeten dreiphasigen Modells weniger stabil sind. Die Berechnungen der NDZ sind folglich als ausreichend genau anzunehmen.

4.3.2 Modell einer Konstant-Strom-Last (CCL)

Die Modellierung der Konstant-Strom-Last (Constant Current Load, CCL) erfolgte mit Fokus auf die Wirkleistungsaufnahme. Das Blindleistungsverhalten wurde nicht in diesem Lastmodell abgebildet, sondern ergibt sich aus entsprechender Abstimmung der RLC-Last mit der Erzeugerblindleistung.

Für die CCL wird das in Abbildung 4.6 gezeigte Konzept genutzt. Es stellt sicher, dass eine sinusförmige Stromaufnahme abgestimmt auf die jeweilige Inselnetzfrequenz erfolgt. Als externer Parameter wird die Leistungsaufnahme P_{CCL} übergeben. Diese wird umgerechnet zu einer konstanten Stromamplitude. Daraus wird der zeitveränderliche Strom $i(t)$ mit $\sin \varphi$ berechnet.

φ wird dem Modell durch die PLL des Wechselrichters zugeführt. Dieser Wert ist in der Realität nicht verfügbar und stellt eine worst-case Annahme dar, da es zu einer idealen Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch führt. Das Verhalten in der Realität ist deshalb weniger stabil und somit günstiger für eine Inselnetzerkennung. Dies führt zu einer ausreichend konservativen Abschätzung der NDZ.

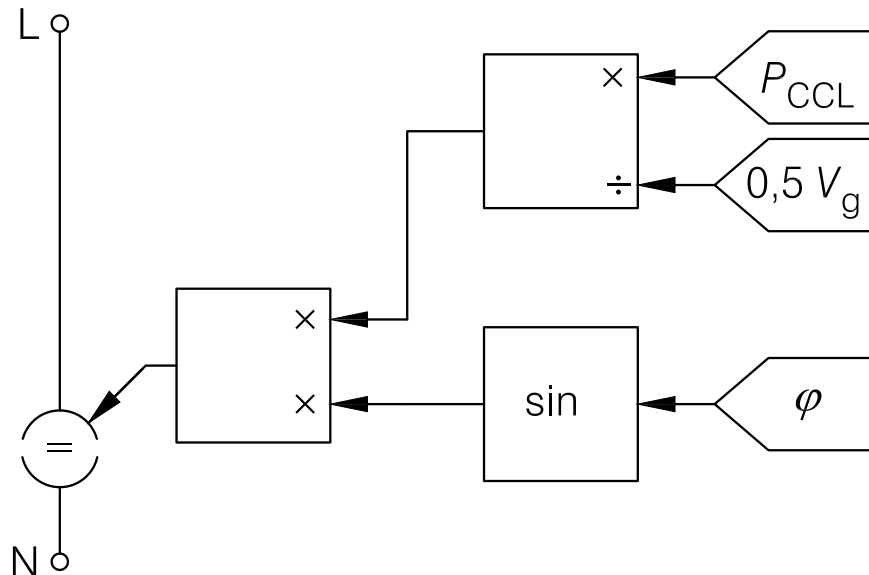


Abbildung 4.6: Simulink-Modell für eine Konstant-Strom-Last, $U_g = 230 \text{ V} \cdot \sqrt{2}$

4.3.3 Modell einer Konstant-Leistungs-Last (CPL)

Für Konstant-Leistungs-Lasten (Constant Power Load, CPL) werden zwei Modelle verwendet. Folgend wird zunächst das ideale Modell beschrieben, welches Parallelen zum Aufbau

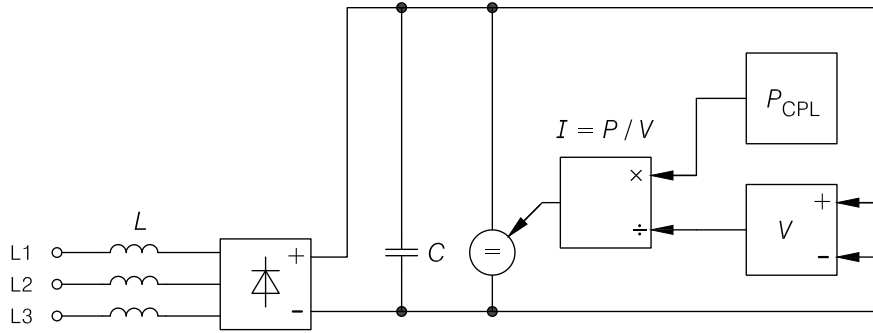


Abbildung 4.7: Simulink-Modell für eine Konstant-Leistungs-Last, realisiert über eine ungesteuerte Gleichrichterbrücke ohne PFC und einem induktiven Eingangsfiler

der CCL zeigt.

Beim idealen CPL-Modell wird wie beim CCL-Modell aus Abbildung 4.6 ein sinusförmiger Strom in Phase errechnet. Die Stromamplitude berechnet sich durch die Angabe der aufgenommenen Wirkleistung P_{CPL} und der Messung des Effektivwerts der aktuellen Netzspannung U_{RMS} zu:

$$\hat{i}_{\text{CPL}} = \frac{P_{\text{CPL}}}{\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot U_{\text{RMS}}} = \frac{P_{\text{CPL}}}{\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{U_{\text{n}}}{\sqrt{2}}} = \frac{P_{\text{CPL}}}{\frac{1}{2} \cdot U_{\text{n}}} \quad (4.9)$$

Dies führt zu einer sinusförmigen Stromaufnahme $i_{\text{CPL}}(t)$ in Phase zum Wechselrichter und damit einer Worst-Case Abschätzung. Das ideale Modell kommt dem Verhalten einer CPL mit aktiver Leistungsfaktorkorrektur (active power factor corrector, PFC) sehr nahe. Der PFC stellt sicher, dass die Last einen sinusförmigen Strom aufnimmt.

Das reale CPL-Modell repräsentiert Lasten ohne aktiven PFC und somit ungesteuerter Stromaufnahme. Das Modell wird in Abbildung 4.7 dargestellt. Die Leistungsaufnahme auf Drehstromseite erfolgt über eine B6-Brücke mit induktivem Filter und wird anschließend über eine Kapazität C geglättet. Der Wirkleistungsverbrauch wird auf der DC-Seite über eine steuerbare Gleichstromquelle realisiert. Der Strom wird über eine Spannungsmessung und der externen Vorgabe P_{CPL} über

$$I_{\text{CPL,DC}} = \frac{P_{\text{CPL}}}{U_{\text{DC}}} \quad (4.10)$$

eingepägt.

Abbildung 4.8 zeigt die Stromaufnahme des realen CPL-Modells. Es besitzt offensichtlich einen schlechten Leistungsfaktor und eine hohe Oberschwingungsbelastung aufgrund des nicht sinusförmigen Stromes. Im Gegenzug ermöglicht es eine genau Anpassung des Wirkleistungsverbrauchs. Dies ist für eine Bestimmung der NDZ in der $(\Delta P/\Delta Q)$ -Ebene erforderlich.

Die Verwendung eines dreiphasigen Brückengleichrichters hat gegenüber dem Einsatz dreier einphasiger Lastmodelle den Vorteil, dass dies zu einer Symmetrierung des Inselnetzes beiträgt. Phasen mit höherer Spannung werden durch die dreiphasige CPL stärker belastet als Phasen mit geringer Spannung. Dies ermöglicht eine konservative Abschätzung der NDZ-Grenzen. Zudem kommt das dreiphasige Modell dem realen Verhalten von Frequenzumrichtern (z.B. bei Motoransteuerungen) näher als drei einphasige Modelle.

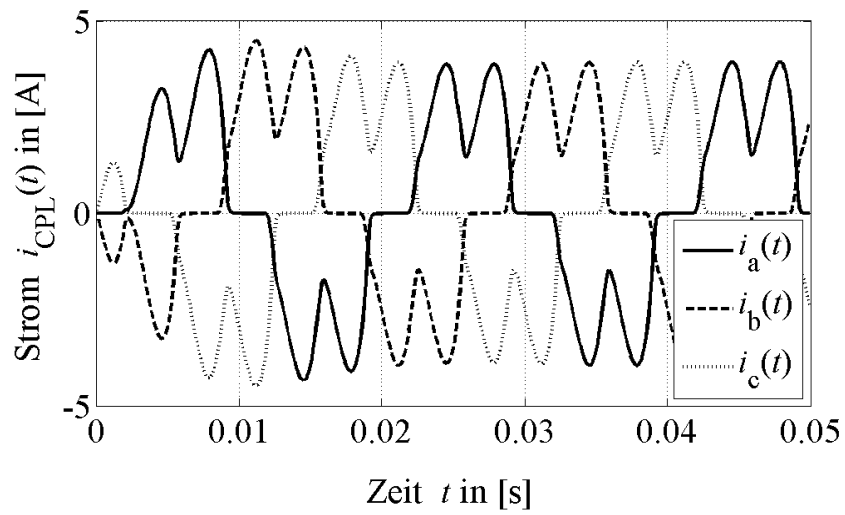


Abbildung 4.8: Stromaufnahme des realen Konstant-Leistungs-Modells mit hohem Oberschwingungsanteil

Kapitel 5

Auswirkungen verschiedener Lasttypen auf die Inselnetzerkennung

Im Abschnitt 3.3.2 wurde erläutert, dass Verbraucher im Niederspannungsnetz unterschiedliche elektrische Eigenschaften haben. Eine gängige Methode ist die Aggregation und Klassifizierung der Lasten in Konstant-Widerstands-, Konstant-Strom- und Konstant-Leistungs-Lasten. Für diese drei Typen, die in Summe das ZIP-Modell repräsentieren, wurden in Kapitel 4 Modelle vorgestellt, die dieses Verhalten in Simulationen darstellen können.

Im Abschnitt 3.5 sowie in [76] und [2] werden die Auswirkungen verschiedener Lasttypen auf das Inselnetzverhalten von Synchrongeneratoren beschrieben. In diesem Kapitel soll nun untersucht werden, welche Folgen die unterschiedlichen Lasttypen auf die Inselnetzerkennung bei Wechselrichteranlagen im 0,4-kV-Netz haben.

5.1 Bestimmung der NDZ bei gemischten Lasten

In den zukünftigen Netzen wird sich der Anteil von Konstant-Strom-Lasten (Constant Current Load, CCL) sowie Konstant-Leistungs-Lasten (Constant Power Load, CPL) vermutlich weiter erhöhen. Kompaktleuchtstofflampen, welche ein typisches CCL-Verhalten zeigen, ersetzen mehr und mehr normale Glühbirnen. Viele Multimedia-Anwendungen werden mit Schaltnetzteilen ausgerüstet, welche eine gleichgerichtete Netzspannung und konstanten Leistungsverbrauch auf der Sekundärseite oder Frequenzumrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreisen verwenden. Kombinationen aus CPL, CCL und RLC-Lasten näher zu betrachten, wird folglich hinsichtlich des Verhaltens von Inselnetzen wichtiger werden.

Der Standard-Schwingkreistest aus Abbildung 3.26 wird so ergänzt, dass damit das Verhalten verschiedener Lasttypen beschrieben werden kann. Der RLC-Schwingkreis wird um eine CCL sowie um eine CPL erweitert.

Zunächst sollen die Auswirkungen mathematisch beschrieben werden. Die NDZ verschiedener Last-Kombinationen wird über die Wirkleistungsbilanz bestimmt. Bei einer Kombination aus RLC, CCL und CPL gilt:

$$P = P_{\text{RLC}} + P_{\text{CCL}} + P_{\text{CPL}} = (1 - x - y) \cdot P + x \cdot P + y \cdot P \quad (5.1)$$

Wobei x der prozentuale Anteil an CCL, y der prozentuale Anteil an CPL ist. Insgesamt muss gelten:

$$0 \leq x + y \leq 1 \quad \text{und} \quad (5.2)$$

$$x, y > 0. \quad (5.3)$$

Damit ergibt sich

$$\begin{aligned} P &= \frac{U^2}{R} + U \cdot I + P_{\text{CPL}} \\ U^2 + U \cdot I \cdot R + R \cdot (P_{\text{CPL}} - P) &= 0 \\ U &= 0.5 \cdot \left(-I \cdot R + \sqrt{I^2 R^2 + 4 \cdot R \cdot (P - P_{\text{CPL}})} \right) \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{dU}{dP} &= \frac{R}{\sqrt{I^2 R^2 + 4 \cdot R \cdot (P - P_{\text{CPL}})}} \\ \frac{dU}{dP} &= \frac{1}{\sqrt{I^2 + \frac{4 \cdot (P - P_{\text{CPL}})}{R}}} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Eine Analyse von (5.5) zeigt, dass sich ein ähnliches Verhalten wie bei (3.41) und (3.54) ergibt. Abbildung 5.1 zeigt die $U(P)$ -Kurve für zwei mögliche Kombinationen von RLC, CCL und CPL Lasten. Der Offset in P -Richtung infolge der CPL Anteile führt zu einer Erhöhung des Gradienten im Betriebspunkt. Dies führt zu einer Reduktion der NDZ, welche durch die oberen und unteren Spannungsgrenzen begrenzt wird.

Diese Verkleinerung der NDZ kann verallgemeinert werden, da sie unabhängig von den Absolutwerten von P und nur abhängig von den Anteilen x und y ist:

$$P_{\text{max}} = \frac{U_{\text{max}}^2}{R} + U_{\text{max}} \cdot I + P_{\text{CPL}} \quad (5.6)$$

Mit

$$R = \frac{U_{\text{n}}^2}{P - P_{\text{CCL}} - P_{\text{CPL}}} = \frac{U_{\text{n}}^2}{P \cdot (1 - x - y)} \quad (5.7)$$

$$\text{und } I = \frac{x \cdot P}{V_{\text{n}}} \quad (5.8)$$

erhält man

$$\begin{aligned} \frac{P_{\text{max}}}{P} &= \frac{U_{\text{max}}^2}{\frac{U_{\text{n}}^2 \cdot P}{P \cdot (1-x-y)}} + \frac{U_{\text{max}} \cdot x \cdot P}{P \cdot U_{\text{n}}} + y = \\ &= (1 - x - y) \cdot \frac{U_{\text{max}}^2}{U_{\text{n}}^2} + x \cdot \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{n}}} + y \end{aligned} \quad (5.9)$$

Die Gleichungen für die untere Grenze U_{min} können analog berechnet werden und führen zur NDZ:

$$(1 - x - y) \cdot \frac{U_{\text{min}}^2}{U_{\text{n}}^2} + x \cdot \frac{U_{\text{min}}}{U_{\text{n}}} + y < \frac{P_{\text{act}}}{P} < (1 - x - y) \cdot \frac{U_{\text{max}}^2}{U_{\text{n}}^2} + x \cdot \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{n}}} + y \quad (5.10)$$

Gleichung (5.10) zeigt im Vergleich mit (5.1), dass die kombinierte NDZ das gewichtete Mittel aus den NDZs der CPL (nicht existent), CCL (linear zu U) und RLC-Lasten (quadratisch zu U) ist. Vergleiche dazu auch Gleichungen (3.42), (3.55) und (3.56).

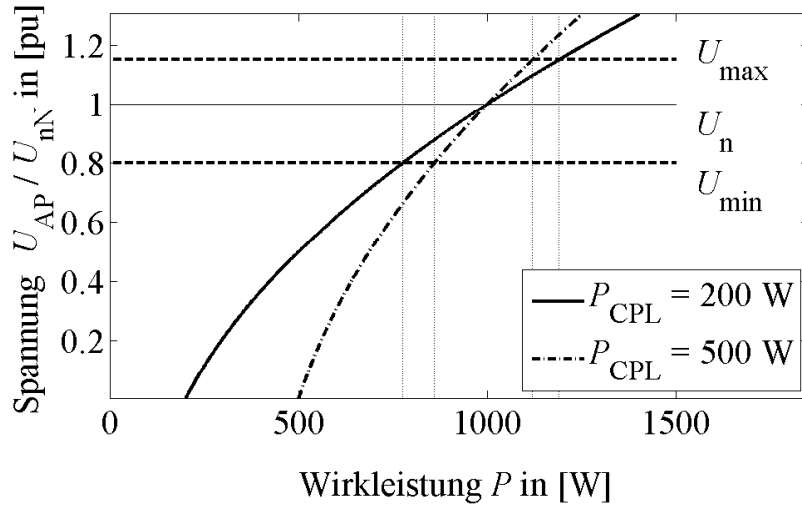


Abbildung 5.1: $U(P)$ bei einer Kombination aus RLC, CCL und CPL, durchgezogene Linie: $P_{\text{CPL}}/P_{\text{CCL}}/P_{\text{RLC}} = 0.2/0.4/0.4$; gestrichelte Linie: $P_{\text{CPL}}/P_{\text{CCL}}/P_{\text{RLC}} = 0.5/0.25/0.25$.

5.2 Ergebnisse für gemischte Lastkombinationen

Um Größe und Form der NDZ zu bestimmen, müssen unterschiedliche Konfigurationen bezüglich der Wirkleistung des Wechselrichters P_{WR} und der Verteilung auf die Lastarten (x, y) simuliert werden. Beispielhaft sei der Anteil der CPL zwischen 0 und 100 % variiert und der Rest gleichverteilt auf CCL und RLC.

Abbildung 5.2 (rechts) zeigt beispielhaft die Simulationsergebnisse für eine Konfiguration, bei der das Inselnetz durch Unterspannung detektiert wird. Bei $t_1 = 0.02$ s beginnt der Umrichter damit, Wirkleistung P_{WR} einzuspeisen. Aufgrund der kleinen Zeitkonstanten der Umrichtersteuerung (≤ 1 ms) stabilisiert sich das System sehr schnell. Bei $t_2 = 0.05$ s öffnet sich der Trennschalter und das System bildet eine Insel. Die Systemspannung verschiebt sich sofort hin zum neuen Arbeitspunkt AP, der durch ein Umstellen von Gleichung (5.10) berechnet werden kann:

$$U_{\text{AP}} = \frac{1}{2} \cdot \left(-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot 2 \cdot \left(\frac{P_{\text{act}}}{P} - y \right)}{1 - y}} \right) \cdot U_{\text{n}} \quad (5.11)$$

Die neue Spannung U_{AP} läge bei 162 V und wäre somit unterhalb der unteren Spannungsgrenze $U_{\text{min}} = 184$ V. Wenn der gemessene RMS-Wert der Netzspannung diese untere Grenze erreicht, löst der Schutz aus und das Inselnetz wird erfolgreich erkannt.

Ein weiteres Beispiel ist in Abbildung 5.2 (links) gezeigt. In dieser Konfiguration ändert sich die Spannung nach Inselbildung ebenfalls. Es stellt sich ein Betriebspunkt bei $U_{\text{AP}} = 198$ V ein. Das Inselnetz wird nicht erkannt und das System kann sich stabilisieren.

Parametriert man die Gewichtung der Lasten, so erhält man die NDZ in Abhängigkeit von y und x , dargestellt in Abbildung 5.3. Der Einfluss des CPL Anteils y ist klar ersichtlich. Je größer y , desto kleiner die NDZ. Wenn die verbleibenden Lasten einen niedrigeren Anteil an CCL x aufweisen (Steigung des Dreiecks flacht ab), vergrößert sich die Größe der NDZ. Ohne CCL bildet sich die NDZ entsprechend der gestrichelten Linie aus. Die Asymmetrie im Diagramm spiegelt die asymmetrischen Spannungsgrenzen ($U_{\text{min}} = 0.8 U_{\text{n}}$, $U_{\text{max}} = 1.15 U_{\text{n}}$) wider.

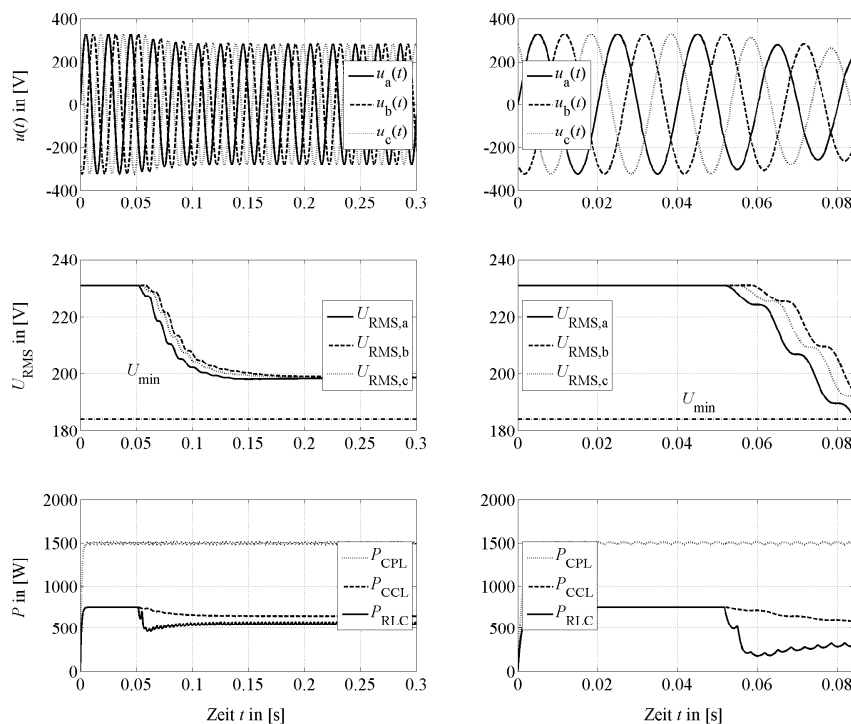


Abbildung 5.2: Simulationsergebnisse: links: Leistung des Wechselrichters ist noch oberhalb P_{\min} ($y = 0.5$, $P_{\text{inv}} = 0.9 \cdot P_L$), führt zu einem stabilen Arbeitspunkt bei $U_{\text{RMS}} = 198$ V; rechts: Leistung des Wechselrichters ist zu gering ($y = 0.5$, $P_{\text{inv}} = 0.8 \cdot P_L$), führt zur Abschaltung nach Inselnetzbildung ($t = 0.084$ s)

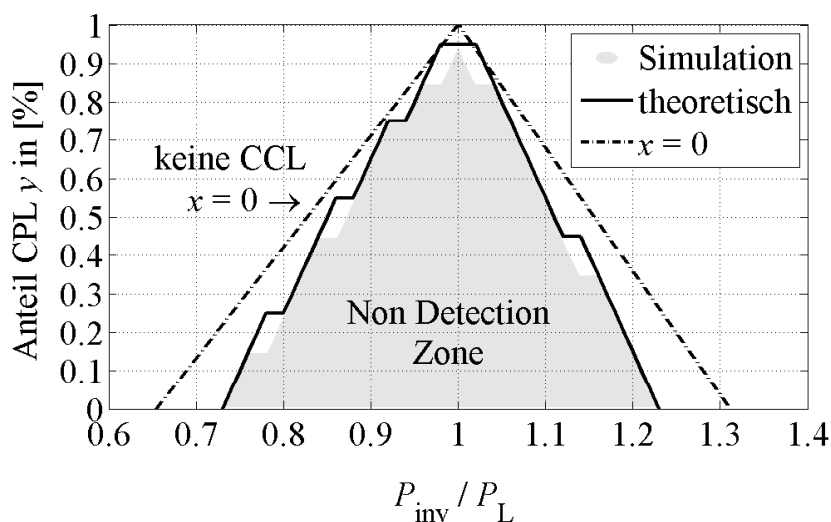


Abbildung 5.3: NDZ verschiedener Lastkombinationen. Theoretische (durchgezogene Linie) und simulatorische (graue Fläche) Ergebnisse für eine ideale Konstant-Leistungs-Last mit PFC. Die gestrichelte Linie kennzeichnet die NDZ ohne Konstant-Strom-Lasten ($x = 0$)

5.3 Einfluss realer Konstant-Leistungs-Lasten ohne PFC

Im vorherigen Abschnitt wurden die Simulationen mit einem idealisierten Modell für Konstant-Leistungs-Lasten durchgeführt. Das Verhalten des idealen Modells ähnelt dem eines Schaltnetzteils mit Power Factor Corrector (PFC). Jedoch sind nicht alle Konstantleistungs-lasten mit einem PFC ausgestattet. Für kleine Lasten mit $P < 75$ W existieren keine Vorgaben. Außerdem wird ein zunehmender Teil von motorischen Lasten heute über Frequenzumrichter angesteuert und nicht mehr direkt an das Netz gekoppelt. Aus diesem Grund soll folgend analysiert werden, welche Auswirkungen reale CPL auf die Inselnetzerkennung haben.

Abbildung 5.4 zeigt, dass für Lasten mit einem realen CPL Anteil von mehr als 70 % keine stabile Inselnetzbildung mehr erfolgt. Dies kommt durch nicht-sinusförmige Ströme und Spannungen der B6-Brücke. Für 100 % CPL wäre selbst bei einer idealen CPL kein stabiler Betrieb möglich (vgl. hierzu Gleichung (3.56)). In der Simulation verschiebt sich die Spannung weg von der nominalen Spannung U_n und führt damit zu einer Erkennung des Inselnetzes.

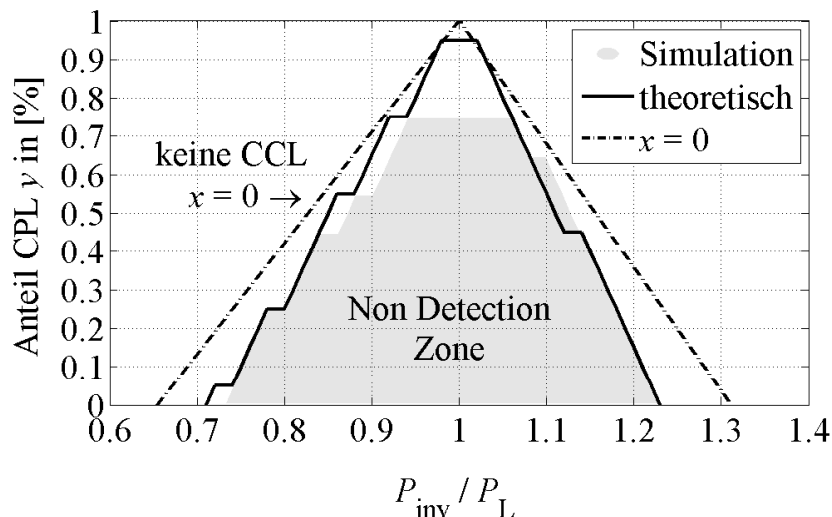


Abbildung 5.4: NDZ verschiedener Lastkombinationen. Theoretische (durchgezogene Linie) und simulatorische (graue Fläche) Ergebnisse für eine reale Konstant-Leistungs-Last ohne PFC. Die gestrichelte Linie kennzeichnet die NDZ ohne Konstant-Strom-Lasten ($x = 0$)

5.4 Fazit und Zusammenfassung

Eine Zunahme des Anteils leistungselektronischer Lasten und eine Verdrängung linearer Lasten (RLC) unterstützt eine effektive Inselnetzerkennung. Da RLC-Lasten eine stabilisierende Wirkung auf sich bildende Inselnetze haben, führt ihr Austausch durch Schaltnetzteile, Frequenzumrichter etc. dazu, dass diese Stabilisierung abnimmt. Es kann also klar gefolgert werden, je höher der Anteil von Konstant-Leistungs-Lasten, desto kleiner die NDZ von Inselnetzerkennungsmethoden.

Dies hat Auswirkungen auf die Aussagekraft des Schwingkreistestes der VDE-AR-N 4105. Die Schwingkreisgüte von $Q_f = 2$ ist relativ hoch gewählt. Dies soll verhindern, dass Wech-

selrichter bei besonders stabilisierend wirkenden Verbrauchern ein Inselnetz ausbilden. Wenn Lasten im 0,4-kV-Netz in Zukunft jedoch tendenziell weniger stabilisierend wirken, weil sie durch CPL ersetzt werden, so kann dies dazu führen, dass die Vorgaben im Schwingkreistest zu konservativ sind. Dies wiederum hätte zur Folge, dass die Parametrierung der aktiven Inselnetzerkennungssysteme in Wechselrichtern aggressiver eingestellt werden muss als es in Realität notwendig wäre.

Kapitel 6

Systemdienstleistungen und ihre Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung

In diesem Kapitel werden die dynamischen Vorgänge bei der Inselnetzbildung von Wechselrichtern näher untersucht. Die Untersuchungen werden am standardisierten Schwingkreistest durchgeführt. Dieser ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Ausgehend von einer Gleichspannungsquelle speist der Wechselrichter über eine Filtereinheit (hier Drosselspule L_F) auf einen dreiphasig ausgeführten RLC-Parallelschwingkreis. Die Messung von Strömen und Spannungen erfolgt am Netzverknüpfungspunkt. Die Inselnetzbildung wird durch ein Öffnen des Leistungsschalters erreicht. Das Netz wird über drei ideale Spannungsquellen nachgebildet. Da die Untersuchungen ab dem Zeitpunkt der Inselnetzbildung erfolgen, ist eine Nachbildung der Netzimpedanz nicht notwendig.

Beim Wechselrichter handelt es sich um das Modell aus Kapitel 4. Die Vereinfachung der DC-Seite des Wechselrichters ist ebenfalls zulässig, da für das Inselnetzverhalten lediglich die AC-Seite sowie die Regelung der Anlage von Bedeutung ist. Es wird angenommen, dass die Versorgung mit Wirkleistung auf der DC-Seite für die relevante Untersuchungszeit der Inselnetzbildung (bis zu 5 s) konstant ist.

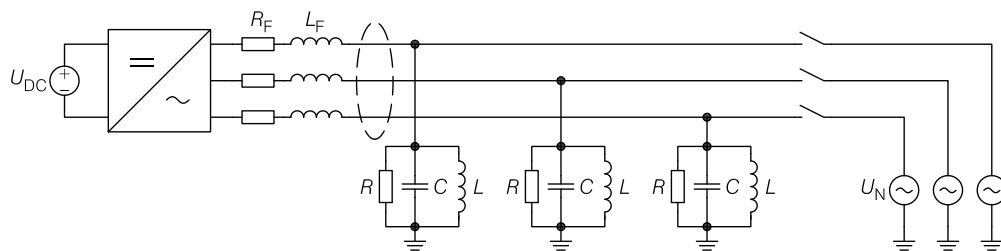


Abbildung 6.1: Aufbau zur Untersuchung des Inselnetzverhaltens von Wechselrichteranlagen, angelehnt an Schwingkreistest aus [4]

6.1 Vorgaben zu Systemdienstleistungen in der VDE AR-N 4105

Die VDE-AR-N 4105 schreibt technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen (EZA) am Niederspannungsnetz vor. Ein wesentlicher Teil der Norm beinhaltet das vorgeschriebene Verhalten der EZA am Netz. Hier werden Vorgaben zur Wirk- und Blindleistungseinspeisung gemacht sowie Schutzeinrichtungen beschrieben und wann diese auslösen müssen.

Die Vorgaben der VDE-AR-N 4105 zum Verhalten während des Netzparallelbetriebs dürfen bei einer Bewertung der Inselnetzerkennung nicht vernachlässigt werden. Tatsächlich interagieren die Wirk- und Blindleistungsregelungen in starkem Maße mit der Effektivität der Inselnetzerkennung, wie in den folgend vorgestellten Versuchen nachgewiesen werden konnte.

6.1.1 Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion

Bei einem Ungleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugungsleistung und elektrischem Verbrauch verändert sich im gesamten europäischen Verbundnetz die Netzfrequenz. Durch die Abweichung von der Nennfrequenz $f_n = 50$ Hz sind Synchrongeneratoren in der Lage, Primärregelleistung zu erbringen um die Netzfrequenz wieder zurückzuführen.

Durch die vermehrte Verdrängung von Großkraftwerken und den zunehmenden Anschluss kleinerer und mittlerer Anlagen im Verteilnetz war es in der Vergangenheit notwendig, auch diese EZA in die Regelleistung mit einzubeziehen. Als erster Schritt wurde in der VDE 0126 [17] die Schwelle von 50.2 Hz als allgemeine Abschaltfrequenz für PV-Wechselrichter implementiert. Mit weiterer Zunahme der Erzeugungsleistung wurde dies zu einem systemgefährdenden Faktor, da bei einer hohen Sonneneinstrahlung bei Überschreitung der Schwelle schlagartig mehrere GW an Erzeugungsleistung vom Netz getrennt würden.

Die Norm wurde 2006 überarbeitet und die Neuregelung mit in die VDE-AR-N 4105 portiert [18]. Sie sieht nun eine graduelle Abregelung der Erzeugungsleistung mit 40 %/Hz vor. Bei der Überschreitung der maximalen Frequenz von 51.5 Hz müssen sich EZA vom Netz trennen.

$$\begin{aligned} P(f) &= P_M \\ &\quad \text{für } 47.5 \text{ Hz} \leq f < 50.2 \text{ Hz} \\ P(f) &= P_M \cdot (1 - 0.4 \cdot (f - 50.2 \text{ Hz})) \\ &\quad \text{für } 50.2 \text{ Hz} \leq f < 51.5 \text{ Hz} \\ P(f) &= 0 \\ &\quad \text{für } f \geq 51.5 \text{ Hz} \end{aligned} \tag{6.1}$$

P_M ist die momentan verfügbare (maximale) Leistung, die bei Überschreiten der 50.2 Hz-Schwelle eingefroren wird. Im Folgenden wird die Frequenzabweichung mit Δf abgekürzt:

$$\Delta f = (f - 50.2 \text{ Hz}) \cdot \frac{1}{\text{Hz}} \tag{6.2}$$

$$\text{für } 50.2 \text{ Hz} \leq f < 51.5 \text{ Hz} \tag{6.3}$$

6.1.2 Bereitstellung von Blindleistung

Durch die vermehrte Installation von EZA im 0,4-kV-Netz kam es zu einer Spannungsanhebung bei hohen Rückspeisungen und damit einer Begrenzung der Anschlusskapazitäten. Um weitere EZA in das bereits bestehende Netz integrieren zu können, wurde eine Einspeisung von negativer Blindleistung vorgeschrieben. Die negative Blindleistung bewirkt am ohmsch-induktiven Netz einen Spannungsabfall, der die Spannungsüberhöhungen teilweise ausgleicht und somit eine vermehrte Erzeugungsleistung zulässt. Wechselrichter sind in der Lage, in einem großen Wirkleistungsbereich sowohl negative als auch positive Blindleistung bereitzustellen.

In der VDE-AR"N 4105 [4] gibt es für verschiedene Anlagentypen unterschiedliche Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung. Prinzipbedingt nicht-regelbare Anlagen dürfen beispielsweise bei einem konstanten $\cos\varphi$ betrieben werden. Alle anderen Anlagen müssen jedoch ab Überschreiten der Wirkleistung von 20 % P_n einen begrenzt unter- oder übererregten Betrieb fahren können. Theoretisch kann der Netzbetreiber bei jeder Anlage Vorgaben zur Blindleistungseinspeisung machen, die entweder

- eine Wirkleistungskennlinie $\cos\varphi(P)$ oder
- einen festen Verschiebefaktor $\cos\varphi$

vorschreibt. Die jeweiligen Arbeitspunkte müssen innerhalb von 10 s einstellbar sein, bei direkt gekoppelten Anlagen beträgt das Zeitfenster 10 min. In der Schnelligkeit gibt es keine untere Schranke.

In der Praxis werden Wechselrichter mit einer Standardkennlinie entsprechend Abbildung 6.2 ausgeliefert. Eine Anpassung dieser Kurve durch den Netzbetreiber wird faktisch nicht vorgenommen, weshalb davon auszugehen ist, dass die klare Mehrheit aller Wechselrichter-EZA mit dieser Kennlinie Blindleistung in das Netz einspeisen. Ab 50 % P_n wird negative Blindleistung bereitgestellt.

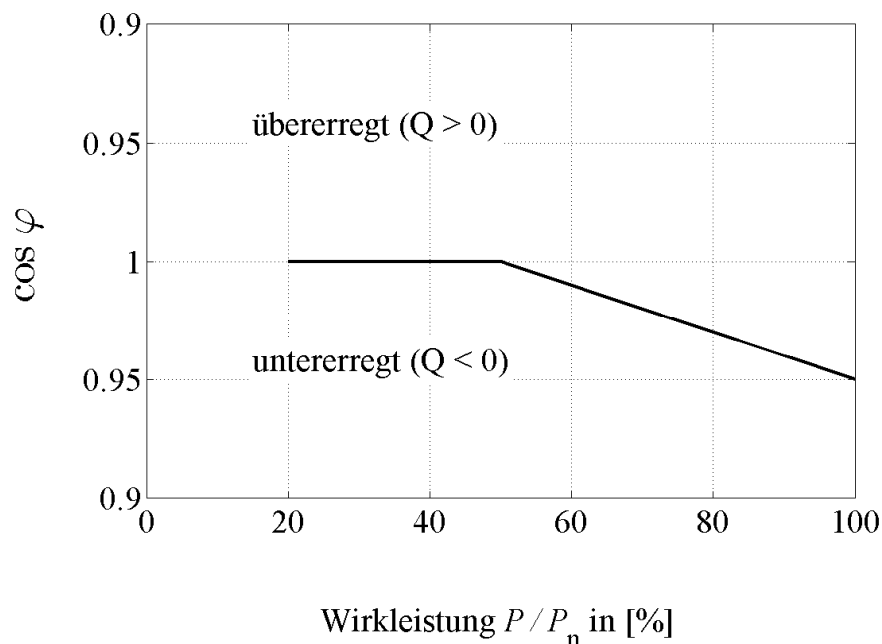


Abbildung 6.2: $\cos\varphi$ -Kennlinie für Anlagen mit einer Scheinleistung bis 13.8 kVA, bei höheren Leistungen ist ein maximaler $\cos\varphi$ von 0.90 vorgeschrieben

Mathematisch lässt sich die Kennlinie wie folgt beschreiben

$$\cos \varphi = \min\left(1, 1.05 - 0.1 \cdot \frac{P}{P_n}\right). \quad (6.4)$$

Die Unstetigkeitsstelle bei $P = 50 \% P_n$ wird noch deutlicher, wenn man die $Q(P)$ -Kurve betrachtet, die in Abbildung 6.3 dargestellt ist.

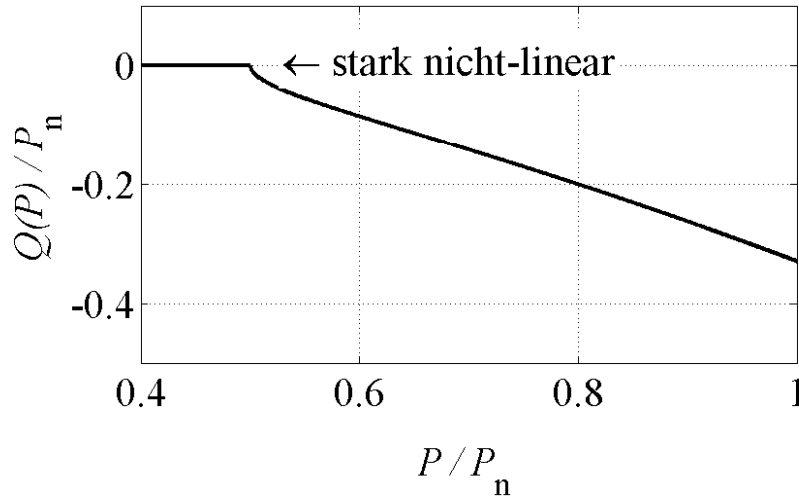


Abbildung 6.3: $Q(P)$ -Kurve

6.2 Auswirkungen der Wirk- und Blindleistungsvorgaben auf die Inselnetzzerkennung

Durch die Vorgaben für die Wirk- und Blindleistungseinspeisung von Wechselrichter-EZA verändert sich auch das Verhalten der Anlage im Falle einer Inselnetzbildung. Die Gleichungen aus Abschnitt 3.4 treffen nur noch bedingt zu. Die Größe der NDZ muss folglich neu ermittelt werden. Grundlage der Untersuchung ist erneut der standardisierte Aufbau für den Schwingkreistest.

Ausgangspunkt ist die Wirkleistungsbilanz im Falle einer Inselnetzbildung. Diese ergibt sich (normiert auf $P_{PV,0}$) zu:

$$\frac{\Delta P}{P_{PV,0}} = \frac{P_{L,0}}{P_{PV,0}} - \frac{P_{PV}}{P_{PV,0}} \quad (6.5)$$

Der Index 0 kennzeichnet Größen im Arbeitspunkt, der bereits vor Eintreten des Inselnetzes galt.

Ersetzt man nun die Wirkleistungseinspeisung des Wechselrichters durch die frequenzabhängige Wirkleistung aus [4]:

$$\frac{P_{PV}}{P_{PV,0}} = (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \quad (6.6)$$

so erhält man

$$\frac{P_{L,0}}{P_{PV,0}} = \frac{P_{L,0}}{\frac{P_{PV}}{1-0.4 \cdot \Delta f}} = \frac{\frac{U_n^2}{R}}{\frac{U_i^2}{R}} \cdot (1 - 0.4 \cdot \Delta f) = \frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \quad (6.7)$$

Nach der Inselnetzbildung ist der Wechselrichter der einzige Wirkleistungslieferant. Das neue Spannungsniveau im Inselnetz lässt sich folglich allein als Verhältnis von $\frac{P_{L,0}}{P_{PV,0}}$ ausdrücken. Wenn U_i die Spannung im Inselnetz beschreibt, gibt der Quotient $\frac{U_n}{U_i}$ Aufschluss darüber, ob ein Überschuss an Wirkleistung (Quotient < 1) oder eine Unterdeckung an Wirkleistung (Quotient > 1) im Inselnetz der Fall ist.

Setzt man (6.7) und (6.6) in (6.5) ein, so ergibt sich:

$$\frac{\Delta P}{P_{PV,0}} = \frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot (1 - 0.4 \cdot \Delta f) - (1 - 0.4 \cdot \Delta f) = \left(\frac{U_n^2}{U_i^2} - 1 \right) \cdot (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \quad (6.8)$$

Diese Gleichung kann in zwei Teile aufgetrennt werden. Der erste Teil ist die normale Gleichung, wie sie ohne besondere Regelungsvorgaben im Inselnetz gilt (siehe auch (3.60) im Abschnitt 3.4). Der zweite Teil ist neu und gibt den Einfluss der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion wider.

Die Blindleistungsbilanz der Insel wird ausgehend von folgender allgemein gültiger Gleichung betrachtet:

$$\frac{\Delta Q}{P_{PV,0}} = \frac{Q_{L,0}}{P_{PV,0}} - \frac{Q_{PV}}{P_{PV,0}} \quad (6.9)$$

Charakterisiert man die Schwingkreis über seine Resonanzfrequenz f_{res} sowie die Schwingkreisgüte Q_f

$$Q_f = 2\pi \cdot \frac{0.5 \cdot C \cdot (\sqrt{2} \cdot V)^2}{\frac{V^2}{R} \cdot \frac{1}{f_{\text{res}}}} = \omega_{\text{res}} \cdot R \cdot C = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (6.10)$$

$$\omega_{\text{res}} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad , \quad f_{\text{res}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot L \cdot C}}$$

so lässt sich die Blindleistungsaufnahme der Last folglich beschreiben als:

$$Q_L = U^2 \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right)$$

$$Q_L = U^2 \cdot \frac{1}{R} \cdot R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) \quad (6.11)$$

$$Q_L = P_L \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f} - \frac{f}{f_{\text{res}}} \right)$$

Da sich Q_f und f_{res} während der Inselnetzbildung nicht verändern, können sie aus der Ausgangsbedingung (vor Trennung vom Verbundnetz) berechnet werden

$$Q_{L,0} = P_{L,0} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f} - \frac{f}{f_{\text{res}}} \right) \quad (6.12)$$

Dafür wird (6.12) nach f_{res} aufgelöst und für f die Nennfrequenz $f_n = 50$ Hz eingesetzt

$$f_{\text{res}} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{f_n \cdot Q_{L,0}}{P_{L,0} \cdot Q_f} + \sqrt{\left(\frac{f_n \cdot Q_{L,0}}{P_{L,0} \cdot Q_f} \right)^2 + 4 \cdot f_n^2} \right) \quad (6.13)$$

Bis zu diesem Schritt sind die Gleichungen noch allgemeingültig für jede Inselnetzbildung, die aus einem Wechselrichter sowie einem RLC-Schwingkreis besteht. Nimmt man nun die Vorgaben aus [4], in denen die Blindleistungseinspeisung abhängig von der Wirkleistung definiert ist, so erhält man:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{PV}}}{S_{\text{PV}}} = \frac{P_{\text{PV}}}{\sqrt{P_{\text{PV}}^2 + Q_{\text{PV}}^2}} \quad (6.14)$$

Da die Standardkurve für Wechselrichter einen untererregten Betrieb vorsieht, ist die einzuspeisende Blindleistung negativ

$$Q_{\text{PV}} = -P_{\text{PV}} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = -P_{\text{PV}} \cdot \tan \varphi \quad (6.15)$$

Ersetzt man $\cos \varphi$ mit dem Ausdruck aus Gleichung (6.4), so erhält man

$$\begin{aligned} Q_{\text{PV}} &= -P_{\text{PV}} \cdot \sqrt{\frac{1}{(1.05 - 0.1 \cdot \frac{P_{\text{PV}}}{P_n})^2} - 1} \\ &\text{für } P_{\text{PV}} \geq 0.5 \cdot P_n \\ Q_{\text{PV}} &= 0 \\ &\text{für } P_{\text{PV}} < 0.5 \cdot P_n \end{aligned} \quad (6.16)$$

Setzt man (6.12) und (6.15) in (6.9) ein, so erhält man

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q}{P_{\text{PV},0}} &= \frac{P_{L,0} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f} - \frac{f}{f_{\text{res}}} \right)}{P_{\text{PV},0}} - \frac{-P_{\text{PV}} \cdot \tan \varphi}{P_{\text{PV},0}} = \\ &= \frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f} - \frac{f}{f_{\text{res}}} \right) + (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \cdot \tan \varphi \\ &= (1 - 0.4 \cdot \Delta f) \cdot \left[\frac{U_n^2}{U_i^2} \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{\text{res}}}{f} - \frac{f}{f_{\text{res}}} \right) + \tan \varphi \right] \end{aligned} \quad (6.17)$$

Anhand dieser Gleichung lässt sich erkennen, dass sich bei der Blindleistungsbilanz mehrere Effekte überlagern. Wie bereits bei der Wirkleistung, tritt auch hier der frequenzabhängige Korrekturfaktor $(1 - 0.4 \cdot \Delta f)$ auf. Der erste Teil der eckigen Klammer beschreibt die Blindleistungsaufnahme des RLC-Schwingkreises, welche abhängig vom Spannungsniveau (also erneut von der Wirkleistungsbilanz) ist. Der Term $\tan \varphi$ beschreibt die Abhängigkeit vom Arbeitspunkt des Wechselrichters, der ab einer Wirkleistung von $P_{\text{PV}} \geq 50 \% P_n$ eine Rolle spielt.

Beschreibt man die Blindleistung der Last Q_L über den ganzen Vorgang und nicht zum Beginn ($Q_{L,0}$), so ergibt sich mit

$$\frac{P_{L,0}}{P_{\text{PV},0}} = \frac{P_{\text{PV}}}{P_{\text{PV},0}} + \frac{\Delta P}{P_{\text{PV},0}} = (1 - 0.4 \cdot \Delta f) + \frac{\Delta P}{P_{\text{PV},0}} \quad (6.18)$$

in (6.12) eingesetzt die Beziehung:

$$\frac{Q_L}{P_{PV,0}} = \left(1 - 0.4 \cdot \Delta f + \frac{\Delta P}{P_{PV,0}}\right) \cdot Q_f \cdot \left(\frac{f_{res}}{f} - \frac{f}{f_{res}}\right) \quad (6.19)$$

Bei genauerer Betrachtung der Gleichungen zeigt sich, dass die Berechnung der Arbeitspunkte im Inselnetzbetrieb nicht trivial ist. Ein Anstieg der Frequenz bewirkt eine Reduktion der Wirkleistung, welche wiederum eine Abnahme der Blindleistung zur Folge hat. Dies beeinflusst die Frequenz und so weiter.

6.3 Resultierende Veränderungen in der NDZ

Abbildung 6.4 zeigt die NDZ des Schwingkreistest, wenn keine besonderen Vorgaben zur Wirk- und Blindleistung berücksichtigt wurden. Im Folgenden werden die sich verändernden NDZs mit dieser verglichen und Ursachen und Wirkungen herausgearbeitet. Für eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene wird die Schwingkreisgüte auf einen Wert von $Q_f = 2$ festgesetzt.

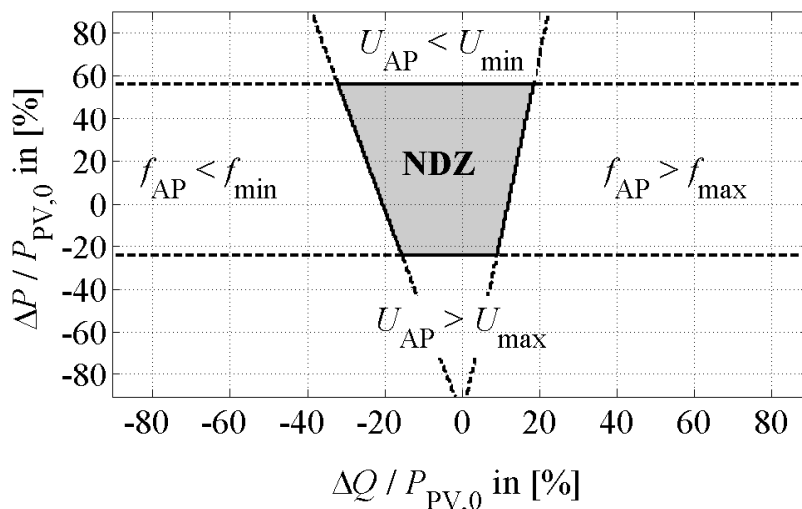


Abbildung 6.4: NDZ ohne besondere Regelungsalgorithmen, f - und U -Grenzen sowie die resultierende NDZ grau hinterlegt

Gleichungen (6.20) und (6.21) ermöglichen die Berechnung der stationären Arbeitspunkte unter Berücksichtigung der $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung:

$$f_{AP} = \frac{1}{2} \cdot \left(-\frac{f_{res} \cdot Q_{AP}}{P_{AP} \cdot Q_f} + \sqrt{\left(\frac{f_{res} \cdot Q_{AP}}{P_{AP} \cdot Q_f}\right)^2 + 4 \cdot f_{res}^2} \right) \quad (6.20)$$

$$U_{AP} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot P_{AP} \cdot R} \quad (6.21)$$

Liegen f_{AP} oder U_{AP} außerhalb der zulässigen Grenzwerte (47.5 ... 51.5 Hz und 0.80 ... 1.15 U_{nN}), so ist eine rein passive Inselnetzenerkennung mithilfe von Frequenz- und Spannungsrelais möglich. Liegen beide Werte innerhalb der zulässigen Grenzwerte, so ist dieser Arbeitspunkt ein Teil der NDZ.

6.3.0.1 Auswirkungen der Wirkleistungsregelung

Abbildung 6.5 zeigt die NDZ bei aktivierter $P(f)$ -Regelung ($Q(P)$ -Regelung deaktiviert). Man erkennt, dass die $P(f)$ -Regelung nur die Spannungserkennung beeinflusst. Das ist leicht nachvollziehbar, da der Wechselrichter in allen Arbeitspunkten mit $\cos \varphi = 1$ betrieben wird und somit keine Blindleistung ins System einspeist. Durch die $P(f)$ -Regelung wird der Bereich der Überspannungsdetektion (hellgrau) kleiner, wohingegen der Bereich der Unterspannungsdetektion (dunkelgrau) größer wird.

Das resultiert aus der Wirkleistungsreduktion ab 50.2 Hz. Sie erfolgt, wenn ΔQ positiv ist. Diese Reduktion führt zu einem Absinken der Spannung. Lediglich in einem kleinen Bereich, wo $\Delta P < 0$ ($P_{PV,0} > P_{L,0}$) ist, wird dieser Effekt leicht von einem anfänglichen Leistungsüberschuss ausgeglichen. Die Überlagerung der Effekte führt insgesamt zu einer Verkleinerung der NDZ. Dies ist überraschend, da die $P(f)$ -Regelung im Verbundsystem zu einer insgesamt Stabilisierung des Systems führt. Da im Inselnetz aber die Spannung und nicht die Frequenz beeinflusst wird, stellt sich ein gegensätzlicher Trend ein. Die $P(f)$ -Regelung unterstützt also die Inselnetzerkennung.

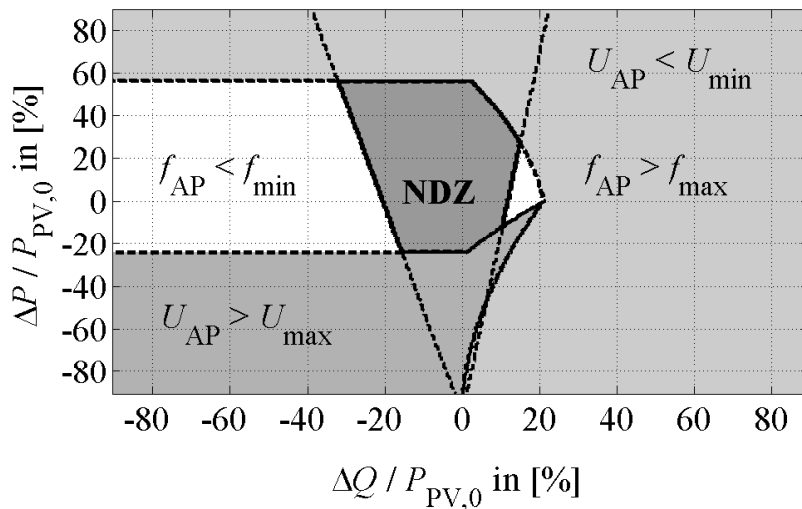


Abbildung 6.5: NDZ mit $P(f)$ -Regelung: dunkelgrau: Überspannung, hellgrau: Unterspannung

6.3.0.2 Auswirkungen der Blindleistungsregelung

Abbildung 6.6 zeigt die Effekte der $Q(P)$ -Regelung. Die Spannungsdetektion bleibt unberührt. Es stellt sich ein verändertes Frequenzverhalten ein. Ein $\cos \varphi < 1$ bedeutet eine Einspeisung negativer Blindleistung und damit eine Verringerung der Frequenzen. Von größerer Bedeutung ist jedoch die Tatsache, dass die Form und Größe der NDZ vom Arbeitspunkt des Wechselrichters vor der Inselnetzbildung abhängt. Solange die Wirkleistung unterhalb der Schwelle von 50 % P_n liegt, hat die $Q(P)$ -Regelung keine Auswirkungen. Oberhalb führt die Einspeisung von Blindleistung jedoch zu einer Rotation der NDZ entgegen dem Uhrzeigersinn. Arbeitspunkte mit negativem ΔP erfahren eine Verschiebung nach rechts (hin zu höherem ΔQ), Arbeitspunkte mit positivem ΔP eine Verschiebung nach links (hin zu niedrigerem ΔQ).

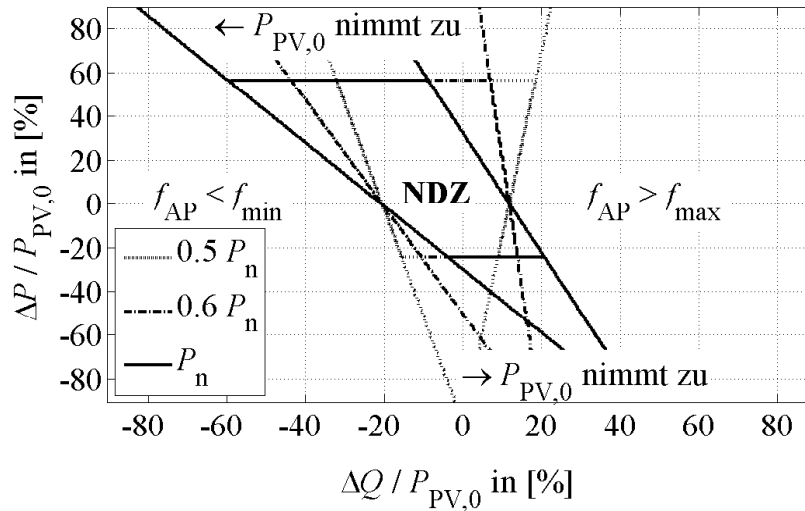


Abbildung 6.6: NDZ mit $Q(P)$ -Regelung. Rotation der NDZ mit steigendem $P_{PV,0}$

6.3.0.3 Kombinierte Auswirkungen der Wirk- und Blindleistungsregelung

Abbildungen 6.7, 6.8 und 6.9 zeigen die Überlagerung der $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung bei verschiedenen Arbeitspunkten. Im ersten Diagramm hat die $Q(P)$ -Regelung noch keinen Effekt. Erkennbar sind die Auswirkungen der $P(f)$ -Regelung auf die Spannungsdetektion. Mit steigender Wirkleistung des Wechselrichters erfährt die NDZ eine Rotation entgegen dem Uhrzeigersinn. Die Spannungsgrenzen verschieben sich zunächst nach rechts (größere ΔQ). Das ist eine Folge zunehmender negativer Blindleistung ($\cos \varphi < 1$), was mit einem RLC-Schwingkreis vergleichbar ist, der bei gleichem $(\Delta P, \Delta Q)$ eine höhere Resonanzfrequenz f_{res} hat. Damit hat die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion weniger starke Auswirkungen, was zu insgesamt höheren Spannungen führt (Bereich der Überspannungsdetektion wächst).

Vergleicht man die drei NDZ untereinander, so stellt man fest, dass ihre Größe zunächst zunimmt. Wie oben beschrieben, resultiert die Vergrößerung aus der verringerten Effektivität der Spannungsdetektion. Erst bei weiter zunehmendem $P_{PV,0}$ überwiegt die Gegenbewegung der Frequenzrotation und führt schließlich zu einer NDZ, die der aus Abbildung 6.6 ähnelt.

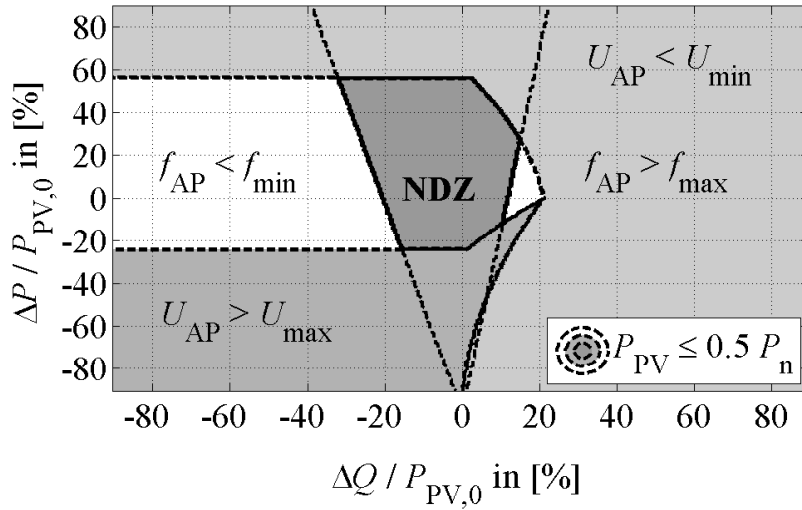


Abbildung 6.7: NDZ mit aktivierter $P(f)$ und $Q(P)$ -Regelung: $0.5 \cdot P_n$

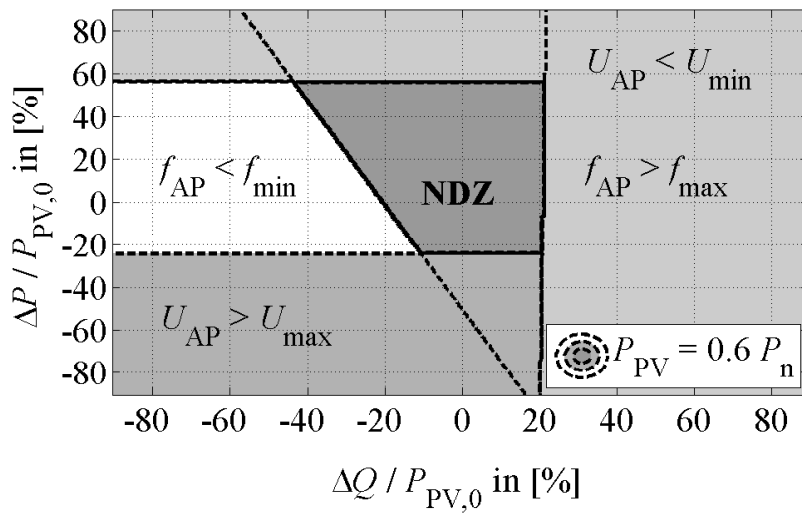


Abbildung 6.8: NDZ mit aktivierter $P(f)$ und $Q(P)$ -Regelung: $0.6 \cdot P_n$

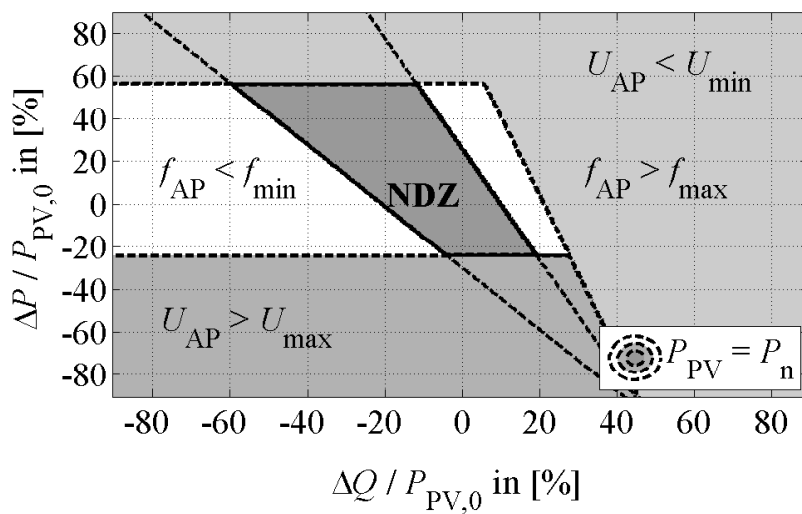


Abbildung 6.9: NDZ mit aktivierter $P(f)$ und $Q(P)$ -Regelung: P_n

6.4 Gefahr von Inselnetz-stabilisierenden Schwingungen

Bildet sich durch Öffnen des Leistungsschalters ein Inselnetz, so wird sich in diesem entsprechend der Wirk- und Blindleistungsbilanz ein neuer Arbeitspunkt einstellen. Dabei sind zwei Punkte von Bedeutung:

- das sich einstellende Spannungs- und Frequenzniveau
- das dynamische Verhalten, bis sich dieses neue Niveau im stationären Zustand eingestellt hat

Der neue stationäre Arbeitspunkt (AP) lässt sich wie folgt berechnen:

$$f_{\text{AP}} = \frac{1}{2} \cdot \left(-\frac{f_{\text{res}} \cdot Q_{\text{AP}}}{P_{\text{AP}} \cdot Q_{\text{f}}} + \sqrt{\left(\frac{f_{\text{res}} \cdot Q_{\text{AP}}}{P_{\text{AP}} \cdot Q_{\text{f}}}\right)^2 + 4 \cdot f_{\text{res}}^2} \right) \quad (6.22)$$

$$U_{\text{AP}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot P_{\text{AP}} \cdot R} \quad (6.23)$$

$$Q_{\text{f}} = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad , \quad f_{\text{res}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}} \quad (6.24)$$

Die Herleitung obiger Gleichungen erfolgt ausführlich im Abschnitt 3.4.

Das Regelverhalten des im Folgenden verwendeten Modells entspricht den Vorgaben aus der AR-N 4105 zur Wirk- und Blindleistungsbereitstellung (Details siehe Kapitel 4). Ist die Anlage entsprechend den Vorgaben in [4] konfiguriert, so ist die Wirkleistung P_{AP} abhängig von der Frequenz f_{AP} . Die Blindleistung Q_{AP} wiederum beeinflusst f_{AP} . Es ergibt sich eine rekursive Abhängigkeit zwischen Wirkleistung, Blindleistung und Frequenz.

Tabelle 6.1: Simulationsparameter zur Analyse der Inselnetzbildung

Variable	Beschreibung	Wert
P_{n}	nominale Wirkleistung des Wechselrichters	10 kW
P_{inv}	tatsächliche Wirkleistung des Wechselrichters vor der Inselnetzbildung	6 kW
Q_{inv}	tatsächliche Blindleistung des Wechselrichters vor der Inselnetzbildung	-855 var
$\cos\varphi$	maximaler $\cos\varphi$, den der Wechselrichter bereitstellen kann [4]	0.95
Q_{f}	Schwingkreisgüte des RLC-Schwingkreises	2
f_{res}	Resonanzfrequenz des RLC-Schwingkreises	50 Hz
f_{AP}	Frequenz im neuen Arbeitspunkt, die sich ohne $P(f)$ und $Q(P)$ -Regelung einstellen würde	51.8 Hz
τ_{i}	Zeitkonstanten der Strom- und Leistungsregelung	1 ms
$df_{\text{PLL,max}}$	maximale Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF) der Phase Locked Loop (PLL)	10 Hz/s

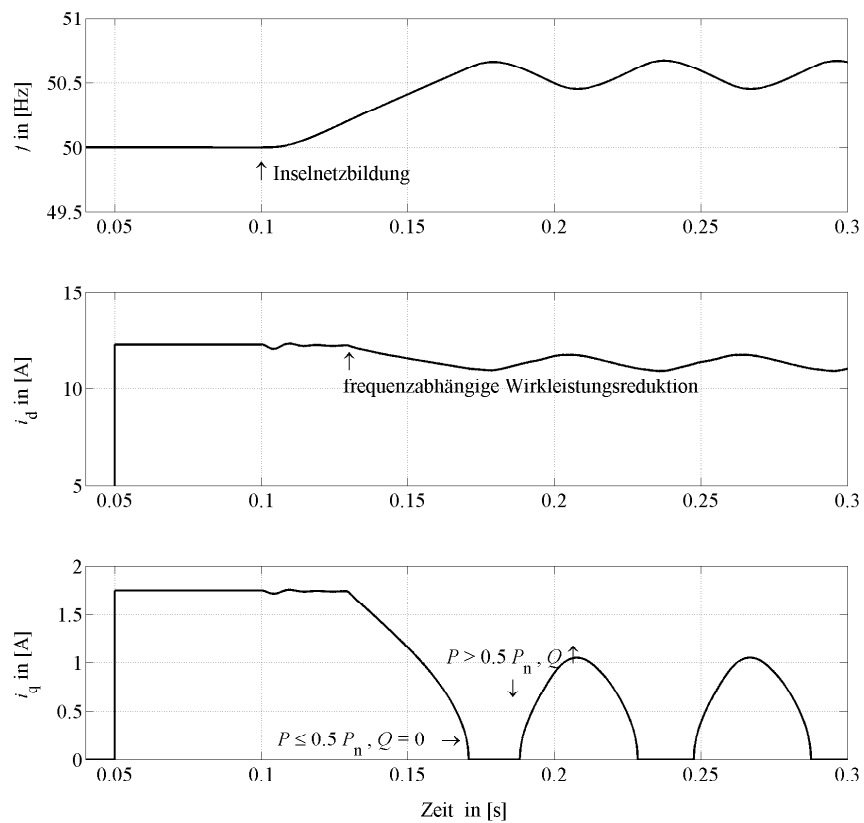


Abbildung 6.10: Oszillierender Arbeitspunkt aufgrund der Interaktion zwischen Wirk- und Blindleistungs-Regelung entsprechend [4], oben: Frequenzverlauf, mitte: i_d als Indikator für die Wirkleistung, unten: i_q als Indikator für die Blindleistung

Ursachen Diese Schwingung und Stabilisierung im Inselnetz hängt von folgenden Parametern ab:

- Arbeitspunkt des Wechselrichters: Die Schwingungen können nur auftreten, wenn der Wechselrichter vor der Inselnetzbildung Blindleistung in das Netz eingespeist hat. Dies ist bei $P_{\text{inv}} \geq 0.5 P_n$ der Fall.
- f_{res} des Schwingkreises: die Resonanzfrequenz des Schwingkreises, hier 50 Hz
- Q_f des Schwingkreises: Je höher die Güte des Schwingkreises, desto größer ist der Blindleistungsbereich, der bei einer gewissen Frequenzänderung durchfahren werden kann, vgl. hierzu (6.22). Bei einem hohen Q_f ist die Wahrscheinlichkeit einer Stabilisierung größer.
- Zeitkonstanten der $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung: Die Leistungsregelung muss schnell genug sein, um eine Reduktion der Blindleistung zu bewirken, bevor die Frequenz über die Abschaltchwelle von 51.5 Hz steigt.
- $df_{\text{PLL,max}}$: Die Netzsynchronisation und Frequenzmessung erfolgt bei Wechselrichtern in der Regel mit einer Phasenregelschleife (Phase Locked Loop, PLL). Diese sind normalerweise mit einer Begrenzung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit versehen. Dieser Wert ist maßgeblich dafür, wie schnell sich ein neuer Arbeitspunkt in einem Inselnetz einstellen kann. Der Grund ist, dass der Wechselrichter mit seiner Stromeinspeisung die einzige Quelle im Inselnetz ist. Je höher $df_{\text{PLL,max}}$, desto schneller wird der neue Arbeitspunkt erreicht.

Eine quantitative Analyse obiger Bedingungen ergab, dass es einen Bereich verschiedener Arbeitspunkte gibt, bei denen die Schwingungen auftreten können. Es muss gelten: $P_{\text{inv}} > 0.5 P_n$. Je näher P_{inv} an $0.5 P_n$ liegt, desto schneller wird die Blindleistung auf 0 reduziert. Innerhalb des Zeitfensters, in der die Frequenz von 50.2 Hz auf den maximal zulässigen Wert von 51.5 Hz steigt, muss die Blindleistungsreduktion erfolgt sein. Damit ergibt sich:

$$\frac{(51.5 - 50.2) \text{ Hz}}{df_{\text{PLL,max}}} = \frac{1.3 \text{ Hz}}{10 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}} = 0.13 \text{ s} \quad (6.25)$$

Solange also

$$T_{P(f)} + T_{Q(P)} > \frac{1.3 \text{ Hz}}{df_{\text{PLL,max}}} \quad (6.26)$$

gilt, können keine Schwingungen auftreten, weil die Leistungsregelung zu langsam für die Frequenzänderungen der PLL sind.

Nachfragen im Expertengremium des FNN ergaben, dass die implementierten Zeitkonstanten für die $Q(P)$ -Regelung normalerweise im Bereich von 10 s liegen. Damit ist ein Auftreten obiger Schwingungen in der Realität nicht wahrscheinlich. Da es jedoch keine untere Schranke für die Einstellung der Blindleistung in der VDE-AR-N 4105 gibt, besteht theoretisch die Möglichkeit, eine sehr schnell reagierende Blindleistungsregelung in Wechselrichter zu implementieren.

6.5 Weiterführende Untersuchungen zum dynamischen Frequenzverhalten

Die Untersuchungen zu dynamischen Vorgängen bei der Inselnetzbildung von Wechselrichtern legen eine weitere Untersuchung und Bewertung existierender Inselnetzerkennungsmethoden nahe. Im Abschnitt 3.2.2.4 wird die Methode der Überwachung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF) beschrieben. Sie ist eine passive Methode, die bereits heute als Stand der Technik in verschiedenen Bidirektionalen Sicherheitsschnittstellen (BISI) zum Einsatz kommt.

In der Literatur wurden die Vorteile der ROCOF-Methode gegenüber der alleinigen Überwachung von Frequenz- und Spannungsgrenzen bis dato noch nicht quantitativ in einer NDZ erfasst. Aufgrund der auftretenden Schwingungen wurde eine genauere Untersuchung des Frequenzänderungsverhaltens durchgeführt und Möglichkeiten und Potentiale der ROCOF-Methode quantifiziert. Diese werden in Abhängigkeit von relevanten Parametern (siehe Tabelle 6.2) ermittelt.

Tabelle 6.2: Werte zur dynamischen Frequenzanalyse

Symbol	Beschreibung	Wert
P_{inv}	Wirkleistung des Wechselrichters	4 kW
Q_f	Güte des RLC-Schwingkreises	0.5...10
f_{res}	Resonanzfrequenz des RLC-Schwingkreises	49.5...50.5 Hz
$df_{\text{PLL,max}}$	ROCOF der PLL	5/10/20 Hz/s

Für ein leichteres Verständnis wird ein Arbeitspunkt gewählt, in dem der Wechselrichter keine Blindleistung einspeist und somit f_{AP} und f_{res} übereinstimmen. Sobald die Inselnetzbildung erfolgt, wird die Frequenz von 50 Hz hin zum neuen Arbeitspunkt wandern. Abhängig von Q_f und $df_{\text{PLL,max}}$ wird der Übergang schneller oder langsamer erfolgen. $df_{\text{PLL,max}}$ fungiert dabei als obere Grenze der Frequenzänderungsgeschwindigkeit.

Für jede Parameterkonfiguration wurde eine Simulation durchgeführt und der ROCOF-Wert aufgezeichnet. Abbildung 6.12 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung. Im linken Teil wird ein typischer Verlauf der ROCOF-Kurve dargestellt. Der Betrag der Frequenzänderung steigt zunächst an, bis sie das Maximum erreicht und anschließend wieder abnimmt. In der rechten Darstellung sind die auftretenden Maximalwerte dargestellt. Je weiter die Resonanzfrequenz von 50 Hz entfernt ist, desto höher ist die Frequenzänderungsgeschwindigkeit. Diese wird bei größeren Abweichungen durch $df_{\text{PLL,max}}$ begrenzt. Zusätzlich wird der Einfluss der Schwingkreisgüte Q_f deutlich. Je höher, desto stärker der Anstieg der Kurve. Folglich treten für hohe Schwingkreisgüten auch hohe ROCOF-Werte auf.

Aus Abbildung 6.12 wird ersichtlich, dass bereits bei einer Frequenzabweichung von 0.2 Hz signifikante ROCOF-Werte oberhalb von $2 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$ auftreten, selbst bei geringen Schwingkreisgüten von $Q_f = 0.5$. Diese Werte lassen sich mit üblichen Frequenzschwankungen im europäischen Verbundnetz vergleichen. Sie liegen bei ca. $10 \frac{\text{mHz}}{\text{s}}$ [77], selbst in kleineren Netzen wie z.B. in Irland bleiben die Schwankungen unterhalb von $0.5 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$ [78]. Daraus folgt, dass selbst mit einer Sicherheitsmarge eine Schwelle von $2 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$ aus Sicht der Inselnetzerkennung sinnvoll wäre. Kommerziell verfügbare BISIs sind bereits heute mit einstellbaren Werten von 0.05

bis $10 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$ ausgerüstet. Eine Umsetzung der Methode wäre also bereits heute zu minimalen Kosten realisierbar.

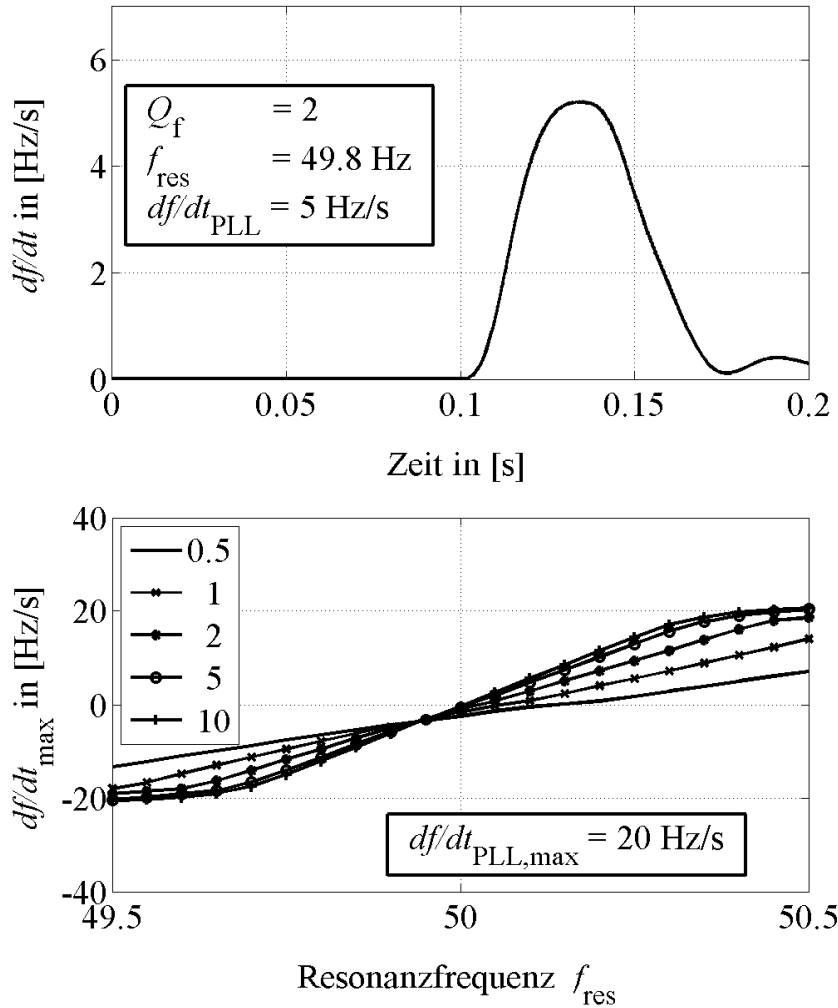


Abbildung 6.12: Frequenzverhalten bei Inselnetzbildung; oben: typischer $|\frac{df}{dt}|$ Verlauf mit $df_{\text{PLL,max}} = 20 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$; unten: Maximalwerte für $\frac{df}{dt}$ in Abhängigkeit von Q_f und f_{res}

Vergleicht man die hier vorgestellte ROCOF-Methode mit der Effektivität aktiver Inselnetzerkennungsverfahren, so wird erneut deutlich, dass sie eine sinnvolle Ergänzung darstellen kann. Abbildung 6.13 vergleicht die ROCOF-NDZ mit der NDZ der SMS-Methode. Die SMS-Methode ist heutzutage die am weitesten entwickelte Frequenz-Shift-Methode und gilt als Methode der Wahl bei Herstellern von Wechselrichtern. Die NDZ der SMS-Methode verkleinert sich mit Stärke des Wirkparameters φ_m . Bei starken Ausprägungen existiert für RLC-Schwingkreise mit einer Güte kleiner als 2 keine NDZ mehr. Da laut [4] genau diese Bedingung erfüllt sein muss, ist davon auszugehen, dass alle Wechselrichter mit einem ausreichend starken Wirkparameter ausgestattet sind.

In Abbildung 6.13 zeigt sich, dass die NDZ der ROCOF-Methode über weite Q_f -Bereiche sehr effektiv ist. Verglichen mit dem alleinigen Einsatz von Frequenz- und Spannungsrelais (horizontale Linien bei 51,5 Hz und 47,5 Hz) wurde durch den Einsatz der ROCOF-Methode eine Reduktion der NDZ auf weniger als 7,5 % erzielt. Die Detektion der Insel ist für alle Schwingkreisgüten im Bereich $f_{\text{res}} < 49,94 \text{ Hz}$ und $f_{\text{res}} > 50,30 \text{ Hz}$ erfolgreich.

Die ROCOF-Methode ist vor allem in den Bereichen stark, in denen aktive Methoden Schwächen zeigen: bei hohen Schwingkreisgüten. Aus diesem Grund könnte eine Kombination beider Methoden in einer sehr wirkungsvollen Inselnetzerkennung resultieren. Ein weiterer Vorteil wäre, dass der Wirkparameter der SMS-Methode zum Ausgleich verkleinert werden könnte. Damit könnten die negativen Auswirkungen aktiver Methoden reduziert werden.

Ein weiterer Vorteil der Kombination beider Methoden ist, dass die *Detektion* sowie die *Ab-schaltung* einer Insel voneinander entkoppelt werden könnten. Sollte in Zukunft ein kurzzeitiger Inselnetzbetrieb als technisch sinnvoll und wünschenswert erachtet werden, so müssen Wechselrichteranlagen die Inselnetze nicht bis zu einer Frequenzverletzung treiben und abschalten, sondern können aufgrund der ROCOF-Methode diese auch schon früher erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen zur Stabilisierung einleiten [75].

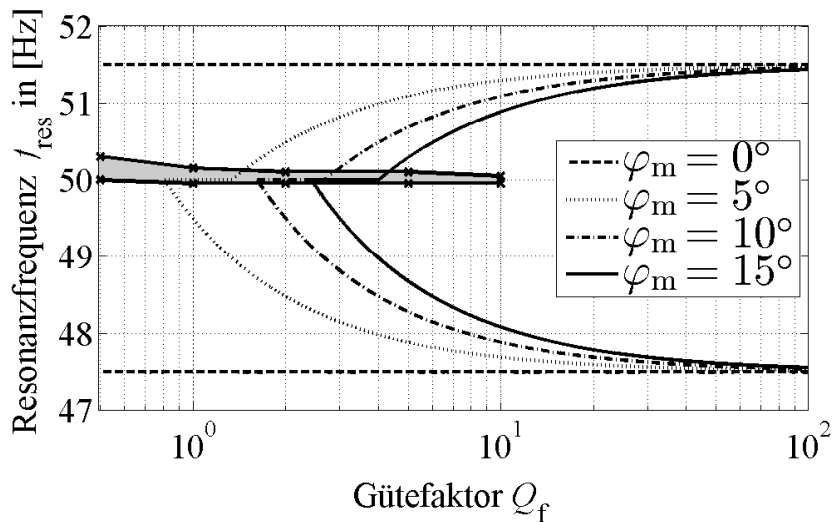


Abbildung 6.13: Vergleich der NDZ der ROCOF-Methode mit der SMS-Methode

6.6 Fazit und Zusammenfassung

Die Ergebnisse dieses Kapitels lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die $P(f)$ -Regelung hat Auswirkungen auf die Spannungsüberwachung. Ihr Einfluss auf die Größe der NDZ ist gering, tendenziell sorgt sie für eine Verkleinerung und damit eine verbesserte Inselnetzerkennung.
- Die $Q(P)$ -Regelung beeinflusst das Frequenzverhalten und damit die Frequenzgrenzen der NDZ. Sie führt zu einer Rotation in der $(\Delta P/\Delta Q)$ -Darstellung der NDZ. Diese ist abhängig von der implementierten $\cos\varphi(P)$ Kennlinie.
- Größe und Form der NDZ hängen vom Arbeitspunkt des Wechselrichters *vor* der Inselnetzbildung ab.
- Die theoretisch auftretenden Schwingungen aufgrund einer Überlagerung der $P(f)$ - und $Q(P)$ -Regelung mit der PLL treten in der Realität praktisch nicht auf, da die Zeitkonstanten der $Q(P)$ -Regelung dafür ausreichend groß gewählt sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Interaktion zwischen Inselnetzerkennung und den anderen Systemdienstleistungen größer ist, als bisher angenommen. Vorgaben zu Wirk- und Blind-

leistungseinspeisung von EZA im 0,4-kV-Netz beeinflussen das Verhalten bei einer möglichen Inselnetzbildung und sollten deshalb bei einer Anpassung auf Verträglichkeit geprüft werden.

Bei einer zukünftigen Überarbeitung der statischen Spannungshaltung im Niederspannungsnetz (z.B. Implementierung der $Q(U)$ -Regelung wie in höheren Netzebenen) sind die Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung als noch stärker einzustufen, da in diesem Fall eine direkte Kopplung zwischen Blindleistung und Frequenzverhalten im Inselnetz die Folge wäre. Detailliertere Untersuchungen sollten im Vorfeld einer Überarbeitung der AR-N 4105 vorgenommen werden, um festzustellen, ob sich diese Änderungen positiv oder negativ auf die Inselnetzerkennung auswirken. Die in dieser Studie gewählte Methodik zur mathematischen Beschreibung der Zusammenhänge und ihrem Nachweis in der Simulation erscheint für diese Untersuchungen ebenfalls geeignet und wird ausdrücklich empfohlen. Gegebenenfalls sollten die Erkenntnisse durch praktische Nachweise im Labor gestützt werden.

Weitere Ergebnisse der dynamischen Untersuchungen sind:

- Die sehr hohe Dynamik von Wechselrichter-EZA bewirkt eine schnelle Einstellung des neuen Arbeitspunktes.
- Dies führt tendenziell zu einer erhöhten Effektivität von passiven Inselnetzerkennungsmethoden, die die Überwachung elektrischer Parameter sowie ihrer zeitlichen Veränderung verwenden. Dies wurde am konkreten Beispiel der ROCOF-Methode gezeigt.

Passive Methoden haben den großen Vorteil, dass sie keine negativen Rückwirkungen auf das restliche Versorgungsnetz haben und andere EZA prinzipbedingt nicht störend beeinflussen können. Bisher sprach gegen diese Methoden, dass sie eine vergleichbar große NDZ haben. Der schnelle Wechsel von Arbeitspunkten bei Wechselrichter-EZA unterstützt jedoch die Effektivität, sodass die NDZ dadurch stark verkleinert werden. Des Weiteren scheint die Wirksamkeit der ROCOF-Methode (und ähnliche, wie z.B. ROCOP oder ROCOFOP) nicht durch sehr hohe Schwingkreisgüten beeinträchtigt. Durch den vermehrten Zubau von Wechselrichter-EZA und die hohen Anforderungen an die Wirksamkeit ihrer Inselnetzerkennung müssen Wechselrichter eine starke Ausprägung der SMS-Methode implementieren. Durch eine geschickte Kombination mit passiven Methoden könnten die Wirkparameter reduziert werden.

Dies hätte folgende Vorteile:

- Die destabilisierende Wirkung von aktiven Methoden würde reduziert.
- Eventuelle Beeinflussung von Nachbaranlagen würden minimiert.
- Die Inselnetz-*Erkennung* könnte mittel- und langfristig von der Inselnetz-*Abschaltung* entkoppelt werden. Dadurch ist eine Stabilisierung und der gewollte und gesteuerte Betrieb von Teilnetzen durch Wechselrichter-EZA in Zukunft möglich.
- Die Bildung kleiner stabiler Inselsysteme bei Ausfall des Versorgungsnetzes könnte einen Wiederaufbau begünstigen, da mehr Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen.

Kapitel 7

Betrachtungen zu gegenseitigen Wechselwirkungen und zur Systemstabilität

7.1 Kombination verschiedener Frequenz-Shift-Verfahren in Inselnetzen mit mehreren Wechselrichtern

Ein wesentliches Kriterium zur Bewertung von Inselnetzerkennung-Methoden ist die Bewertung von Wechselwirkungen zwischen gleichartigen sowie unterschiedlichen Verfahren. In [10] wurde eine Untersuchung zur Überlagerung unterschiedlicher Frequenz-Shift-Verfahren durchgeführt. Folgende Verfahren wurden dabei betrachtet:

- Active-Frequency-Drift, AFD
- Sandia-Frequency-Shift, SFS
- Slip-Mode-Frequency-Shift, SMS

Die Ergebnisse der Untersuchungen in [10] werden nachfolgend vorgestellt.

Kombination AFD mit AFD

Die NDZ bei der AFD-Methode hängt im Wesentlichen von der gewählten chopping fraction c_f ab. Um die resultierende Wirkung bei mehreren Wechselrichtern quantitativ beschreiben zu können, wird die c_f in eine äquivalente Phasenverschiebung umgerechnet [10]:

$$\varphi_{\text{AFD}} = \frac{c_f}{2} \cdot \pi \quad (7.1)$$

Damit gilt für die Stromeinspeisung des Inverters

$$i_{\text{AFD}} = \hat{I}_{\text{AFD}} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\text{AFD}}) \quad (7.2)$$

Bei der Überlagerung von mehreren Invertern müssen die jeweiligen Einzelströme addiert werden

$$\begin{aligned}
i_{\text{AFD,ges}} &= i_{\text{AFD,1}} + i_{\text{AFD,2}} \\
&= \hat{I}_{\text{AFD,1}} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\text{AFD,1}}) + \hat{I}_{\text{AFD,2}} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\text{AFD,2}}) \\
&= \hat{I}_{\text{AFD,ges}} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\text{AFD,ges}})
\end{aligned} \tag{7.3}$$

$$\hat{I}_{\text{AFD,ges}} = \sqrt{\hat{I}_{\text{AFD,1}}^2 + \hat{I}_{\text{AFD,2}}^2 + 2 \cdot \hat{I}_{\text{AFD,1}} \cdot \hat{I}_{\text{AFD,2}} \cdot \cos(\varphi_{\text{AFD,1}} - \varphi_{\text{AFD,2}})} \tag{7.4}$$

$$\varphi_{\text{AFD,ges}} = \arctan \left(\frac{\hat{I}_{\text{AFD,1}} \cdot \sin(\varphi_{\text{AFD,1}}) + \hat{I}_{\text{AFD,2}} \cdot \sin(\varphi_{\text{AFD,2}})}{\hat{I}_{\text{AFD,1}} \cdot \cos(\varphi_{\text{AFD,1}}) + \hat{I}_{\text{AFD,2}} \cdot \cos(\varphi_{\text{AFD,2}})} \right) \tag{7.5}$$

$$c_{\text{f,ges}} = \varphi_{\text{AFD,ges}} \cdot \frac{2}{\pi} \tag{7.6}$$

Wird nun die Leistung aller anderen Wechselrichter (P_2) in Abhängigkeit von einem Wechselrichter (P_1) beschrieben ($P_2 = m \cdot P_1$) und wird für $c_{\text{f,1}} = 0,05$ angenommen, so ergeben sich für $c_{\text{f,ges}}$ exemplarisch folgende normierte Werte:

Tabelle 7.1: Wirksamkeit der AFD-Methode bei Überlagerung zweier Wechselrichter

$\frac{c_{\text{f,ges}}}{c_{\text{f,1}}}$ in [%]		$c_{\text{f,2}}$		
		-0.05	0	0.05
m	0.5	33.4	66.7	100
	1	0	50	100
	2	-33.4	33.3	100

Tabelle 7.1 zeigt, dass bei der Kombination identisch konfigurierter Wechselrichter die Wirksamkeit vollständig erhalten bleibt (rechte Spalte). Ist nur ein Teil der Wechselrichter mit der AFD-Methode ausgestattet und besitzen die anderen Wechselrichter keine aktiven Methoden, so stellen sich je nach Leistungsverteilung die Werte der mittleren Spalte ein. Diese entsprechen dem arithmetischen Mittelwert der ursprünglichen c_{f} . Werden in einem Teilnetz Wechselrichter mit unterschiedlich orientierten AFD-Methoden (linke Spalte) eingesetzt, so kommt es bei gleicher Leistungsverteilung zu einem vollständigen Verlust der Wirksamkeit.

Die resultierende NDZ stimmt mit der NDZ der AFD-Methode entsprechend der wirksamen $c_{\text{f,ges}}$ überein. Folglich ist darauf zu achten, dass Wechselrichter beim Einsatz der AFD-Methode möglichst alle in die gleiche Richtung parametrieren sind, also alle die Frequenz im Netz erhöhen oder absenken wollen.

Kombination AFD mit SFS/SMS

Die Phasenverschiebung der SFS sowie der SMS-Methode lassen sich in eine initiale ($c_{\text{f,0}}$) und eine rückgekoppelte ($K \cdot (f_{\text{k-1}} - f_{\text{n}})$) unterteilen. Die rückgekoppelte Phasenverschiebung ist abhängig von der Größe der aktuellen Abweichung zur Netznennfrequenz (Regelabweichung). Die initiale Phasenverschiebung stellt eine Wirksamkeit der Methoden auch bei $f = 50$ Hz sicher. Je nachdem, ob die aktuelle Netzfrequenz größer oder kleiner als die Netznennfrequenz ist, ändert sich das Vorzeichen. Somit ist sichergestellt, dass die SFS- sowie die SMS-Methode die Frequenz in die richtige Richtung verschieben. Mathematisch ausgedrückt:

$$c_{\text{f,SFS}} = F(f_{\text{k-1}} - f_{\text{n}}) \cdot c_{\text{f,0}} + K \cdot (f_{\text{k-1}} - f_{\text{n}}) \tag{7.7}$$

Wobei gilt:

$$F(f_{k-1} - f_n) = \begin{cases} 1, & \text{für } f_{k-1} \geq f_n \\ -1, & \text{für } f_{k-1} < f_n \end{cases} \quad (7.8)$$

Entsprechend den Umrechnungen aus dem vorherigen Abschnitt kann auch hier der resultierende Winkel $\varphi_{\text{AFD,ges}}$ und $c_{f,\text{ges}}$ aus (7.5) und (7.6) berechnet werden. Mit (7.7) kann die Überlagerung der Methoden ermittelt werden. Wird nun die Leistung aller anderen Wechselrichter (P_2) in Abhängigkeit von einem Wechselrichter (P_1) beschrieben ($P_2 = m \cdot P_1$) zeigt sich, dass sich die resultierende NDZ als Überlagerung der beiden Einzel-NDZ ergibt (siehe Abbildung 7.1). Je höher der Anteil einer Methode, desto stärker der Einfluss auf die NDZ.

Die Berechnung der Überlagerung sowie der Verlauf der NDZ bei einer Kombination aus AFD-Methode und SMS-Methode laufen analog zur AFD-SFS-Kombination. Die resultierende NDZ ähnelt der in Abbildung 7.1.

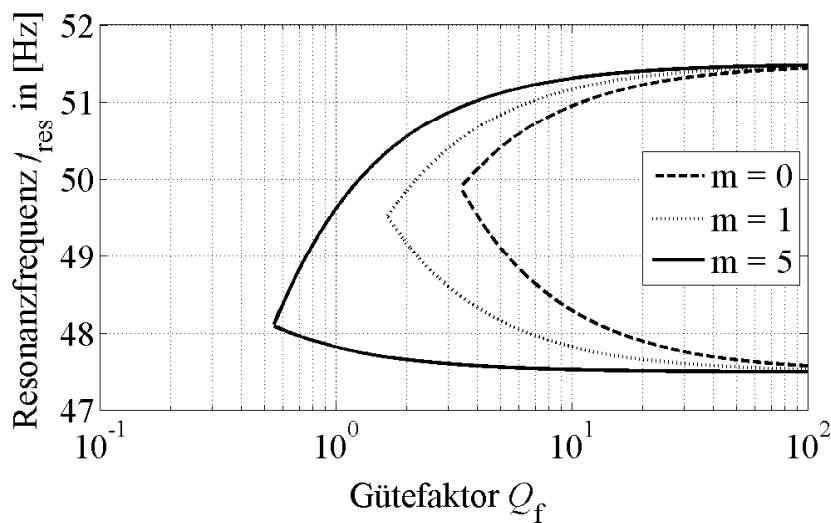


Abbildung 7.1: NDZ der AFD und SFS-Methode kombiniert, $c_{f,\text{AFD}} = c_{f,\text{SFS}} = 0.03$, $K = 0.07$

Kombination SFS mit SFS

Bei der Kombination zweier SFS-Algorithmen ist zu untersuchen, ob es ggf. zu einem Verlust der Wirksamkeit wie bei der Kombination zweier AFD-Algorithmen kommt. Gleichung (7.5) gilt unverändert, nun für $\varphi_{\text{SFS,ges}}$:

$$\varphi_{\text{SFS,ges}} = \arctan \left(\frac{\hat{I}_{\text{SFS},1} \cdot \sin(\varphi_{\text{SFS},1}) + \hat{I}_{\text{SFS},2} \cdot \sin(\varphi_{\text{SFS},2})}{\hat{I}_{\text{SFS},1} \cdot \cos(\varphi_{\text{SFS},1}) + \hat{I}_{\text{SFS},2} \cdot \cos(\varphi_{\text{SFS},2})} \right) \quad (7.9)$$

Kritisch ist der Fall, wenn beide Wechselrichter zwar gleich parametrisiert sind, sich in der Frequenzmessung jedoch Messfehler Δf ergeben, die entgegengesetzt orientiert sind. Angenommen, Wechselrichter 1 hat einen positiven Messfehler und Wechselrichter 2 einen negativen, dann ergeben sich die Phasenverschiebungen der Wechselrichterströme zu:

$$\varphi_{\text{SFS},1} = \frac{\pi}{2} \cdot [F(f_{k-1} + \Delta f - f_n) \cdot c_{f,0} + K \cdot (f_{k-1} + \Delta f - f_n)] \quad (7.10)$$

$$\varphi_{\text{SFS},2} = \frac{\pi}{2} \cdot [F(f_{k-1} - \Delta f - f_n) \cdot c_{f,0} + K \cdot (f_{k-1} - \Delta f - f_n)] \quad (7.11)$$

Die resultierende Phasenverschiebung ergäbe sich zu:

$$\begin{aligned}
\varphi_{\text{SFS,ges}} &= \frac{\varphi_{\text{SFS,1}} + \varphi_{\text{SFS,2}}}{2} \\
&= \frac{\pi}{2} \cdot \left[\frac{F(f_{k-1} - \Delta f - f_n) + F(f_{k-1} + \Delta f - f_n)}{2} \cdot c_{f,0} \right. \\
&\quad \left. + K \cdot (f_{k-1} - \Delta f + \Delta f - f_n) \right] \\
&= \frac{\pi}{2} \cdot \left[\frac{F(f_{k-1} - \Delta f - f_n) + F(f_{k-1} + \Delta f - f_n)}{2} \cdot c_{f,0} \right. \\
&\quad \left. + K \cdot (f_{k-1} - f_n) \right]
\end{aligned} \tag{7.12}$$

Es zeigt sich, dass für den Fall, dass die Netzfrequenz f im Intervall

$$f_n - \Delta f < f < f_n + \Delta f \tag{7.13}$$

liegt, sich die initiale Abweichung gegenseitig aufhebt. Der verstärkende Teil der SFS-Methode jedoch wird davon nicht beeinträchtigt, ist also resistent gegen Messfehler. Liegt nun eine Last mit der Resonanzfrequenz genau bei 50 Hz, so kann es zu Beginn zu einer Verzögerung der Inselnetzerkennung kommen, da die Frequenzverschiebung erst aktiv wird, wenn Regelabweichungen in der PLL durch z.B. Quantisierungsfehler, natürliche Schwankungen o.Ä. zu kleinen Abweichungen von der Nennfrequenz führen. Dann greift der verstärkende Teil der SFS-Methode und Inselnetze werden entsprechend erkannt.

Kombination SMS mit SMS

Analog zur Kombination zweier Wechselrichter mit SFS-Algorithmus heben sich auch hier die beiden initialen Phasenverschiebungen φ_0 gegenseitig auf, wenn sich die Netzfrequenz f im Intervall

$$f_n - \Delta f < f < f_n + \Delta f \tag{7.14}$$

befindet. Die Verstärkung bleibt davon erneut unberührt und führt bei kurzfristigen Abweichungen von der Nennfrequenz zu einer Detektion des Inselnetzes.

Kombination SMS mit SFS

Die Kombination eines SMS- mit einem SFS-Algorithmus führt zu folgender Überlagerung der Phasenverschiebungen:

$$\begin{aligned}
\varphi_{\text{ges}} &= \frac{\varphi_{\text{SFS}} + \varphi_{\text{SMS}}}{2} \\
&= \frac{\frac{\pi}{2} \cdot [F(f_{k-1} + \Delta f - f_n) \cdot c_{f,0} + K \cdot (f_{k-1} + \Delta f - f_n)]}{2} \\
&\quad + \frac{\frac{\pi}{180} \cdot [F(f_{k-1} - \Delta f - f_n) \cdot \varphi_0 + N \cdot (f_{k-1} - \Delta f - f_n)]}{2} \\
&= \left(\frac{N \cdot \pi}{360} + \frac{K \cdot \pi}{4} \right) \cdot (f_{k-1} - f_n) \\
&\quad + \left[\frac{\pi}{4} \cdot F(f_{k-1} + \Delta f - f_n) \cdot c_{f,0} + \frac{\pi}{360} \cdot F(f_{k-1} - \Delta f - f_n) \cdot \varphi_0 \right. \\
&\quad \left. + \left(\frac{N \cdot \pi}{360} + \frac{K \cdot \pi}{4} \right) \right] \cdot \Delta f
\end{aligned} \tag{7.15}$$

Wie bei oben aufgeführten Kombination können sich die beiden initialen Phasenverschiebungen $c_{f,0}$ und φ_0 durch den Messfehler Δf so überlagern, dass sie sich in Summe abschwächen. Jedoch verbleibt der Term

$$\left(\frac{N \cdot \pi}{360} + \frac{K \cdot \pi}{4} \right) \cdot \Delta f \quad (7.16)$$

Dies bedeutet, dass auch im Intervall

$$f_n - \Delta f < f < f_n + \Delta f \quad (7.17)$$

eine initiale Phasenverschiebung verbleibt, die auch ohne kurzzeitige Abweichungen dafür sorgen würde, dass eine Last mit Resonanzfrequenz 50 Hz erfolgreich als Inselnetz detektiert werden könnte.

Zusammenfassung

Das resultierende Verhalten von verschiedenen (oder gleichartigen) aktiven Inselnetzerkennungs-Methoden lässt sich allgemein über die mathematische Superposition der jeweiligen Stromeinspeisungen von Invertern berechnen.

Kommen nur gleiche Methoden (z.B. nur AFD, nur SFS oder nur SMS) zum Einsatz, so ergibt sich als Resultat ein gewichtetes Mittel. Die Gesamt-NDZ ist dann ebenso das gewichtete Mittel der einzelnen NDZ. Bei Einsatz der SFS bzw. SMS-Methode (beidseitige Rückkopplung) findet keine destruktive Überlagerung der Wirkparameter statt.

Bei der Überlagerung der AFD und der SFS-Methode stellt sich aufgrund der ähnlichen Stromeinspeisung (beide nutzen c_f) eine NDZ entsprechend den gewichteten Anteilen ein. Da das reine AFD nur eine einseitige Erkennung realisiert, schwächt sie die weiter entwickelte Methode SFS ab.

Weiterhin wurden Messfehler bei der Frequenzmessung und deren Auswirkungen in gemischten Systemen untersucht. Es zeigt sich, dass der Messfehler im Bereich um die Netznennfrequenz dazu führen kann, dass die initiale Anregung sich gegenseitig aufheben kann. Je nach Kombination der Methoden ergibt sich folgendes Resultat:

- SFS & SFS: Auslöschung von $c_{f,0}$ im Bereich von $f_n \pm \Delta f$. Die NDZ bleibt erhalten, jedoch können sich längere Auslösezeiten ergeben.
- SMS & SMS: analog zu SFS & SFS
- SFS & SMS: $c_{f,0}$ und φ_0 schwächen sich gegebenenfalls ab, jedoch bleibt ein Restterm, der für eine ausreichende Aktivierung sorgt. Die Größe der NDZ bleibt davon unberührt.

Da die AFD-Methode nur in eine Richtung wirken kann, hat sie zwangsläufig Nachteile bei der Detektion kapazitiver Lasten ($c_f > 0$). Die Wirkung überlagert sich bei der Kombination mit der SFS- und der SMS-Methode, welche durch die zweiseitige initiale Phasenverschiebung sowie die positive Verstärkung sowohl induktive als auch kapazitive Lasten gut als Inselnetz detektieren können. Gegenseitige Abschwächung der SFS- sowie SMS-Methode durch Fehler bzw. Ungenauigkeiten in der Frequenzmessung wirken sich nicht auf die NDZ aus. Durch das Fehlen der initialen Phasenverschiebung kann jedoch die Zeit bis zur Detektion zunehmen.

Tabelle 7.2 zeigt die Zusammenfassung der Ergebnisse für die Kombination verschiedener aktiver Methoden basierend auf Frequenz- bzw. Phasenverschiebungsverfahren.

Tabelle 7.2: Negative Effekte durch Überlagerung mehrerer Algorithmen, -: Auslöschung bei entgegengesetzter Orientierung, o: Abschwächung entsprechend AFD, +: keine Abschwächung

		WR 1		
		AFD	SFS	SMS
WR 2	AFD	-	o	o
	SFS	o	+	+
	SMS	o	+	+

7.2 Verringerung der maximal möglichen Anschlussleistung

Neuere Varianten der Methoden (SMS) haben kaum noch zusätzliche Oberschwingungsanteile, da sie mit einer variablen Einspeisung der Blindleistung durch eine frequenzabhängige Phasenverschiebung arbeiten. Alle Frequenz-Shift-Methoden haben jedoch gemeinsam, dass sie ohne eine Verbindung zum Netz nicht in der Lage sind, den Betriebspunkt bei $f = 50$ Hz zu halten. Aus diesem Grund wurde der destabilisierende Effekt in [52] untersucht und bezüglich seiner Wirkparameter quantifiziert.

Je stärker die Methode ausgeprägt ist, desto geringer ist die verfügbare Anschlussleistung für Wechselrichteranlagen. Für eine Quantifizierung des Effekts wurde eine Sensitivitätsanalyse mit verschiedenen Parametern durchgeführt. Die maximal mögliche Übertragungsleistung, die von einer dezentralen EZA ins Netz rückgespeist werden kann, wird durch folgende Parameter beeinflusst:

- Stärke der positiven Rückkopplung der Frequenz-Shift-Methode (Aggressivität)
- Wirk- und Blindleistungsaufnahme am NVP durch dort angeschlossene Lasten (RLC-Schwingkreis)
- Netzimpedanz in Betrag und R/X -Verhältnis am NVP

Qualitative Ergebnisse der Untersuchung sind in Tabelle 7.3 dargestellt. Eine ausführliche Untersuchung sowie quantitative Werte finden sich in [52].

Tabelle 7.3: Effekt der Parameter von Frequenz-Shift-Verfahren auf die mögliche Anschlussleistung von dezentralen EZA am Netz

	Parameter	mögliche Anschlussleistung
Stärke der positiven Rückkopplung	steigt	sinkt
Wirkleistungsaufnahme am NVP	steigt	steigt
Gütefaktor des RLC-Schwingkreises	steigt	steigt
Betrag der Netzimpedanz am NVP	steigt	sinkt
R/X -Verhältnis am NVP	steigt	steigt

7.3 Stabilität des Gesamtsystems beim Einsatz von Frequenz-Shift-Methoden

In [79] wurde eine Stabilitätsanalyse durchgeführt, die die Auswirkungen der destabilisierenden Wirkung von Frequenz-Shift-Methoden abschätzen sollte. Hierfür wurde das europäische Verbundnetz über ein Kraftwerksmodell eines Synchrongenerators abgebildet. Als dezentrale EZA wurde ein Wechselrichter mit einer variabel einstellbaren Aggressivität einer Frequenz-Shift-Methode implementiert.

Es wurde ein Lastsprung von 3 GW bei einer installierten Kraftwerksleistung im europäischen Verbundsystem von 650 GW angenommen. Dies entspricht 0.5 % der Erzeugungsleistung und der gesamten europäischen Primärregelleistung. Dieser Lastsprung führt zu einer Frequenzänderung, der in den Wechselrichteranlagen die Frequenz-Shift-Methoden aktiviert und entsprechend ihre Wirk- und Blindleistungseinspeisung verändert, was zu einem dynamischen Verhalten der Anlagen abhängig vom Frequenzverlauf nach dem Lastsprung führt.

Die Autoren verweisen darauf, dass das Modell nur eine erste grobe Abschätzung ist. Für belastbare Ergebnisse müssen geeignetere Modellierungen vorgenommen werden. Erste Ergebnisse einer Worst-Case-Abschätzung waren, dass derzeit offenbar keine Gefahr besteht, dass die destabilisierende Wirkung im Betriebspunkt 50 Hz zu einem Aufschwingen führt. Die Grenze liegt bei heute üblicher Aggressivität der Inselnetzerkennung bei einem Anteil der Wechselrichterleistung von ca. 20 bis 35 % der gesamten Generatorleistung mit rotierenden Massen (bezogen auf die europäische Erzeugungsleistung).

Betrachtet wird im Folgenden die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsleistungen aus Erneuerbaren Energieanlagen im Vergleich zur konventionellen Erzeugung. Hierfür wurden die Daten aus dem Netzentwicklungsplan 2014 der Übertragungsbetreiber verwendet [80]. Die Ausbautzahlen des Basisszenarios B sind in Abbildung 7.2 dargestellt.

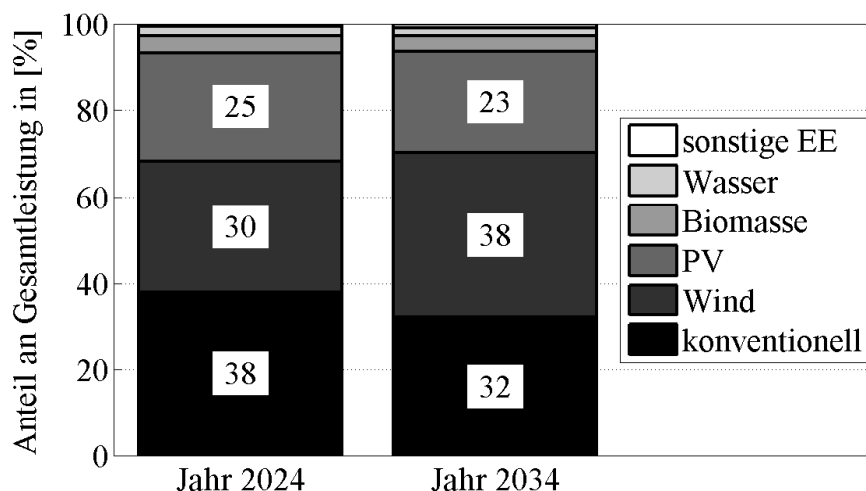


Abbildung 7.2: Ausbauszenario B des Netzentwicklungsplans 2014, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, konventionell beinhaltet: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl, (Pump-)Speicher, sonstige konventionelle Erzeugung

Das Verhältnis von PV-Anlagen zu konventionellen Anlagen (hier vereinfacht angenommen als rotierende Generatoren) läge in 2024 bei $25/38 = 66\%$ und 2034 bei $23/32 = 72\%$.

Nimmt man an, dass der Anteil der Photovoltaik, der in der Niederspannung angeschlossen sein wird, bei ca. der Hälfte liegt (Stand heute ca. 60 %), so ergibt sich ein Verhältnis von 33 % in 2024 und 36 % in 2034. Der Einfluss aktiver Inselnetzerkennungsmethoden in der Niederspannung, die ein Frequenz-Shift-Verfahren verwenden, lässt sich somit grob abschätzen. Laut [79] sind nur ca. 50 % der PV-Anlagen mit einem Frequenz-Shift-Verfahren ausgestattet. Damit liegt die Größenordnung des Anteils in einem Bereich, der entsprechend den Untersuchungen in [79] bereits in einem potentiell destabilisierenden Bereich liegt.

Durch einen kontinuierlichen Ersatz von Altanlagen (die teilweise noch keine Vorgaben zur Inselnetzerkennung haben) und einen vermehrten Einsatz von dreiphasigen Einspeisern (die aktuell zwingend ein aktives Verfahren anwenden müssen) kann dieser Anteil weiter steigen. Durch eine vermehrte Teilnahme von Erneuerbaren Energieanlagen am zukünftigen Regelleistungsmarkt sowie eine vermehrte Bereitstellung von Systemdienstleistungen (welche durch die Verdrängung von Großkraftwerken zunehmend notwendig ist), kann es punktuell zu einem sehr viel größeren Anteil von PV-Anlagen am Netz kommen, z.B. während einer ausgeprägten Mittagsspitze. Zu dieser Zeit sind tendenziell weniger Synchrongeneratoren am Netz, womit das Verhältnis von EZA mit Frequenz-Shift-Verfahren zu rotierenden Generatoren noch größer wird.

Als Orientierungsgröße für das Verhältnis von Wechselrichter-EZA zu Synchrongeneratoren sollte zudem nicht der gesamte europäische Kraftwerkspark, sondern nur Anlagen gewählt werden, die in der Verantwortung deutscher Netzbetreiber liegen. Ein Ausnutzen externer Massenträgheit ist auf lange Sicht nicht sinnvoll, da auch in anderen Ländern vermehrt dezentrale EZA ausgebaut werden, die bei dieser Berechnung vernachlässigt würden. Jede Regelzone sollte für sich eine Überprüfung der Systemstabilität durch einen steigenden Anteil von Frequenz-Shift-Verfahren vornehmen.

Ein unkoordinierter Ausbau von EZA mit Frequenz-Shift-Verfahren ist folglich mittel- bis langfristig als nicht positiv zu bewerten. Dieser Effekt wird verstärkt, sollte die Aggressivität der Algorithmen zunehmen, um beispielsweise noch stärkere Inselnetze (hohe Schwingkreisgüten) zu erkennen. Eine detailliertere Analyse des Stabilitätsverhaltens wird dringend empfohlen.

Kapitel 8

Dynamische Netzstützung

8.1 Definition der dynamischen Netzstützung und Problembeschreibung

8.1.1 Definition

In der Studie zur „Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall - Systemsicherheitsaspekte“ wurde die Auswirkungen einer dynamischen Netzstützung im 0,4-kV-Netz untersucht [1].

Je nach Anlagentyp wurden unterschiedliche Fault-Ride-Through (FRT) Kurven definiert, die die EZA durchfahren können sollen. Die FRT-Kurve für Wechselrichter-gekoppelte Anlagen ist in Abbildung 8.1 dargestellt.

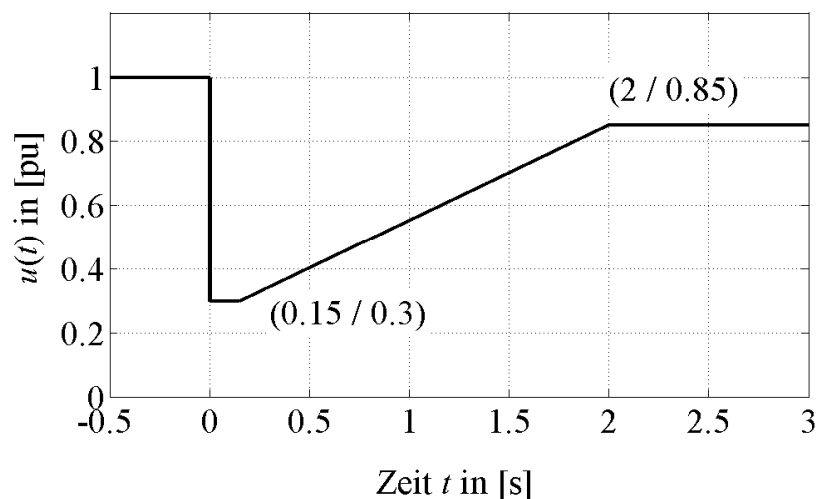


Abbildung 8.1: Verwendete FRT-Kurve für Wechselrichter-gekoppelte Anlagen am 0,4-kV-Netz

Sie beschreibt einen Spannungseinbruch auf 30 % U_{nN} , der sich über die Zeit von 2 s erholt. Für die Vereinbarkeit von dynamischer Netzstützung mit der Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen wurde mit dieser Kennlinie gearbeitet.

Unter dynamischer Netzstützung wird das Verbleiben einer EZA am Netz im Falle eines Spannungseinbruches verstanden. In [1] wird zwischen *eingeschränkter* und *vollständiger* dynamische Netzstützung unterschieden. Für eine eingeschränkte dynamische Netzstützung ist erforderlich, dass

- die EZA sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz trennt,
- die Wirkleistung nach Fehlerklärung gemäß TransmissionCode 2007 (verzögert) oder SDLWindV 2009 (schnell) wiederkehrt,
- die EZA nach Fehlerklärung dem Netz nicht mehr induktive Blindleistung entnimmt als vor dem Fehler.

Zusätzlich zu oben genannten Kriterien muss für eine vollständige dynamische Netzstützung zusätzlich während des Fehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines rein induktiven Blindstroms gestützt werden [1]. Für die folgenden Untersuchungen gilt deshalb folgendes Verhalten für EZA vom Typ 2:

1. Während des FRT ist die Wirkleistung auf 0 zu reduzieren. Eine Wirkleistungswiederkehr ist erst nach Fehlerende erlaubt.
2. Bei einer eingeschränkten dynamischen Netzstützung ist sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung auf 0 zu reduzieren.
3. Bei einer vollständigen dynamischen Netzstützung besteht die Blindstromeinspeisung aus einem rein induktiven Blindstrom. Er setzt sich zusammen aus dem ursprünglichen sowie einem zusätzlichen Blindstrom mit dem Verstärkungsfaktor $k = 6$.

8.1.2 Problemstellung

Prinzipiell ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen der dynamischen Netzstützung auf der einen Seite und der Inselnetzerkennung bzw. dem Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) auf der anderen Seite. Laut VDE-AR-N 4105 müssen sich EZA im 0,4-kV-Netz bei Unterschreiten einer Spannung von $0.8 U_{nN}$ innerhalb von 0.2 s vom Netz trennen [4]. Die dynamische Netzstützung (sowohl eingeschränkt als auch vollständig) verlangt genau das Gegenteil, nämlich das Verbleiben am Netz für mehrere Sekunden (vgl. Abbildung 8.1).

Prinzipiell müssen die unterschiedlichen Vorgaben zum Verhalten der EZA im Bezug auf die Gesamtsystemsicherheit bzw. Gesamtsystemstabilität bewertet und priorisiert werden. Dementsprechend wird die Bedeutung der dynamischen Netzstützung als prinzipiell wichtiger für das Gesamtsystem erachtet als die Erkennung von Inselnetzen. Die Anwendung einer Inselnetzerkennung darf in keinem Fall dazu führen, dass dadurch die Stabilität des Verbundsystems gefährdet wird.

Der NA-Schutz wiederum ist für einen (zer)störungsfreien Betrieb der EZA erforderlich und sichert eine Verfügbarkeit der EZA nach Fehlerklärung und Stabilisierung des Verbundnetzes, sodass die Erzeugungskapazität schnellstmöglich wieder zur Verfügung steht. Insofern muss abgewogen werden, welche Leistungen eine EZA erbringen kann, bevor sie durch diese Erbringung unzumutbare Beschädigungen erfährt. Diese Betrachtungen wurden im Hinblick auf die dynamische Netzstützung in [1] bereits untersucht und ein oberes Limit ermittelt. Es wird also folgend davon ausgegangen, dass die FRT-Kurven den NA-Schutz bereits ausreichend berücksichtigen.

Zusammenfassend ergibt sich folgende Priorisierung der Anforderungen:

NA-Schutz > Systemstabilität > Inselnetzerkennung

Wechselrichter zeichnen sich durch einen relativ geringen Kurzschlussstrom im Verhältnis zum Nennstrom aus ($\frac{I_k}{I_n} \approx 1$). Das hat zur Folge, dass Spannungseinbrüche auf der Netzseite nur begrenzte Schäden in der Leistungselektronik eines Wechselrichters verursachen, wenn die Regelung entsprechend darauf ausgelegt ist (soft- und hardwareseitige Strombegrenzungen etc.). Aus diesem Grund können insbesondere EZA mit Wechselrichtern durch geeignete Regelungsalgorithmen einen großen Beitrag zur Systemstabilität, insbesondere der dynamischen Netzstützung bei besonders tiefen Spannungseinbrüchen, leisten.

8.2 Empfohlene Realisierung der dynamischen Netzstützung

8.2.1 Lösungsvorschlag

Der in dieser Studie vorgestellte Lösungsansatz, der den oben beschriebenen Zielkonflikt auflösen soll, besteht in der zeitlichen Entkopplung der oben aufgeführten Vorgaben. Hierfür ist von Vorteil, dass die Inselnetzerkennung entsprechend der geltenden Vorgaben in der VDE-AR-N 4105 ein Inselnetz nach maximal 5 s erkennen müssen. Die gängigen Methoden sind in der Lage, das Inselnetz bereits in weniger als 1 s zu erkennen. Daher ist (bei heutigem Stand) eine zeitliche Staffelung nicht nur normativ, sondern auch technisch möglich.

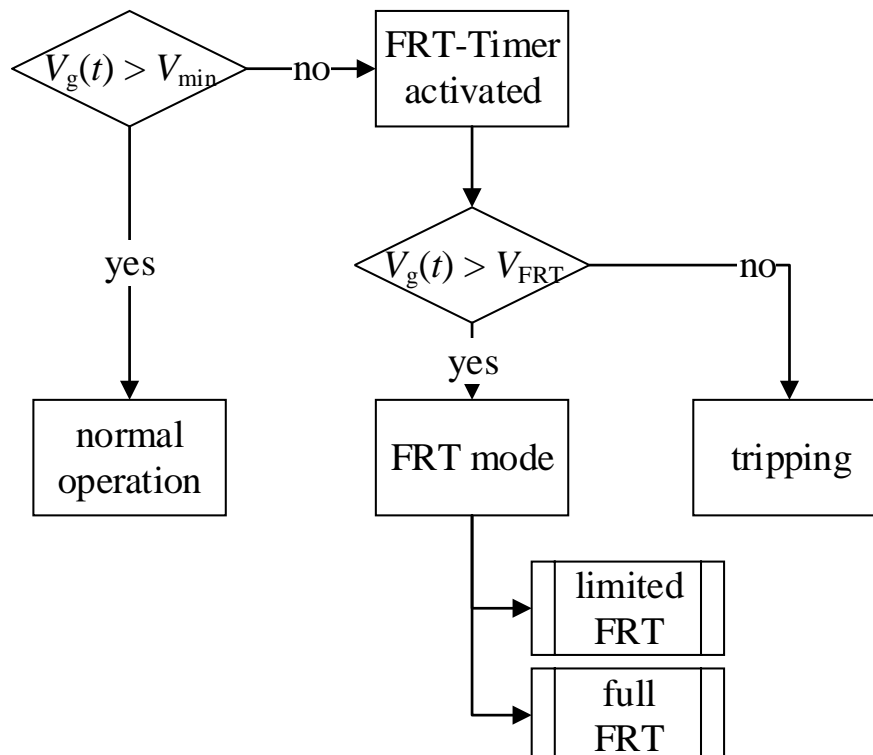


Abbildung 8.2: Entwickelter Algorithmus zur Vereinbarkeit von dynamischer Netzstützung und Inselnetzerkennung

Abbildung 8.2 zeigt den Algorithmus zur Entkopplung von FRT- und Inselnetzerkennung. Sobald die Netzspannung unter die Auslöseschwelle (hier: $V_{\min} = 30 \% U_{\text{nN}}$) fällt, wird ein Timer aktiviert, der die Zeit seit Auslösung misst. Es folgt ein fortlaufender Vergleich der Netzspannung mit der geforderten Spannung entsprechend der FRT-Kurve. Verbleibt die Netzspannung während der gesamten Fehlerdauer oberhalb der FRT-Kurve ($u_g(t) \geq u_{\text{FRT}}(t)$), so durchfährt die EZA den FRT im *FRT-Modus*, verbleibt am Netz (eingeschränkte dynamische Netzstützung) oder speist Blindstrom ein (vollständige dynamische Netzstützung). Sinkt die Netzspannung unter die geforderte FRT-Kurve ($u_g(t) < u_{\text{FRT}}(t)$), so darf sich die Anlage vom Netz trennen (*tripping*). Während des FRT-Modus wird keine Wirkleistung eingespeist.

8.2.2 Nachweis der Realisierbarkeit

8.2.2.1 Nachweis in der Simulation

Zum Nachweis der Wirksamkeit des vorgeschlagenen Verfahrens wurde eine Simulation in Matlab/Simulink durchgeführt. Zum Einsatz kam das Modell eines dreiphasigen Wechselrichters inklusive Drosselfilters (vgl. Kapitel 4 zur Modellbildung), das an eine zeitlich veränderbare Spannungsquelle angeschlossen wurde. In der Regelung der Erzeugungsanlage wurde der FRT-Algorithmus aus Abbildung 8.2 implementiert.

Es wurde ein Spannungseinbruch entsprechend Abbildung 8.1 simuliert und das Verhalten der EZA dokumentiert. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen 8.3 und 8.4 dargestellt.

Zum Zeitpunkt $t_0 = 0.1$ s bricht die Spannung auf knapp oberhalb von $30 \% U_{\text{nN}}$ ein. Sie verbleibt die ganze Zeit oberhalb der vorgegebenen FRT-Kurve. Sobald die Schwelle von $80 \% U_{\text{nN}}$ unterschritten wird, würde normalerweise der NA-Schutz bzw. die Inselnetzerkennung auslösen und die EZA vom Netz trennen. Hier wird die Anlage jedoch in den FRT-Modus versetzt. Dieser hält an, bis die Spannung die Schwelle von $80 \% U_{\text{nN}}$ wieder überschreitet (bei $t_1 = 1.6$ s).

Im Zeitintervall, in dem sich die Spannung zwischen U_{nN} und $80 \% U_{\text{nN}}$ befindet, versucht die Anlage noch, die einzuspeisende Leistung über eine Erhöhung des Stromes i_d nachzuregulieren. Dies führt zu einem kurzzeitigen Anstieg der d -Komponente bis der FRT-Modus aktiviert wird. Während des FRT-Modus wird die Wirkstromeinspeisung (d -Komponente) auf 0 reduziert. Dafür speist die Anlage nun den geforderten Blindstrom i_q ein ($k = 6$). Dies führt dazu, dass bei teilweiser Spannungserholung (nach ca. 1.2 s) i_q mit $k = 6$ wieder ansteigt. Die eingespeiste Blindleistung sinkt damit wieder. Sobald der Fehler nach $t_1 = 1.8$ s durchfahren ist, werden i_d und i_q wieder wie zuvor geregelt.

Das untere Diagramm von Abbildung 8.3 zeigt die eingespeiste Wirk- und Blindleistung der EZA. Vor und nach dem Netzfehler bleiben die Werte jeweils konstant. Im späteren Netzbetrieb kann es sinnvoll sein, die Umschaltung in den Normalbetrieb der Anlage mit einer kontinuierlichen Steigerung der Wirk- und Blindleistung zu kombinieren. Ein langsamer Anstieg ist ggf. netzverträglicher als ein hartes Wiedereinschalten der Einspeiseleistung.

Abbildung 8.4 zeigt das Verhalten der EZA bei einem Netzfehler, der nicht den Kriterien eines Spannungseinbruchs für die dynamische Netzstützung entspricht. Erneut sinkt nach $t_0 = 0.1$ s die Netzspannung ab. Zunächst wird die EZA erneut in den FRT-Modus versetzt, da zu Beginn noch nicht bekannt sein kann, ob die Anlage den Fehler durchfahren muss. Sobald die gemessene Netzspannung kleiner ist als die Vorgabe durch die FRT-Kurve, wird der FRT-Modus deaktiviert und die Anlage vom Netz getrennt.

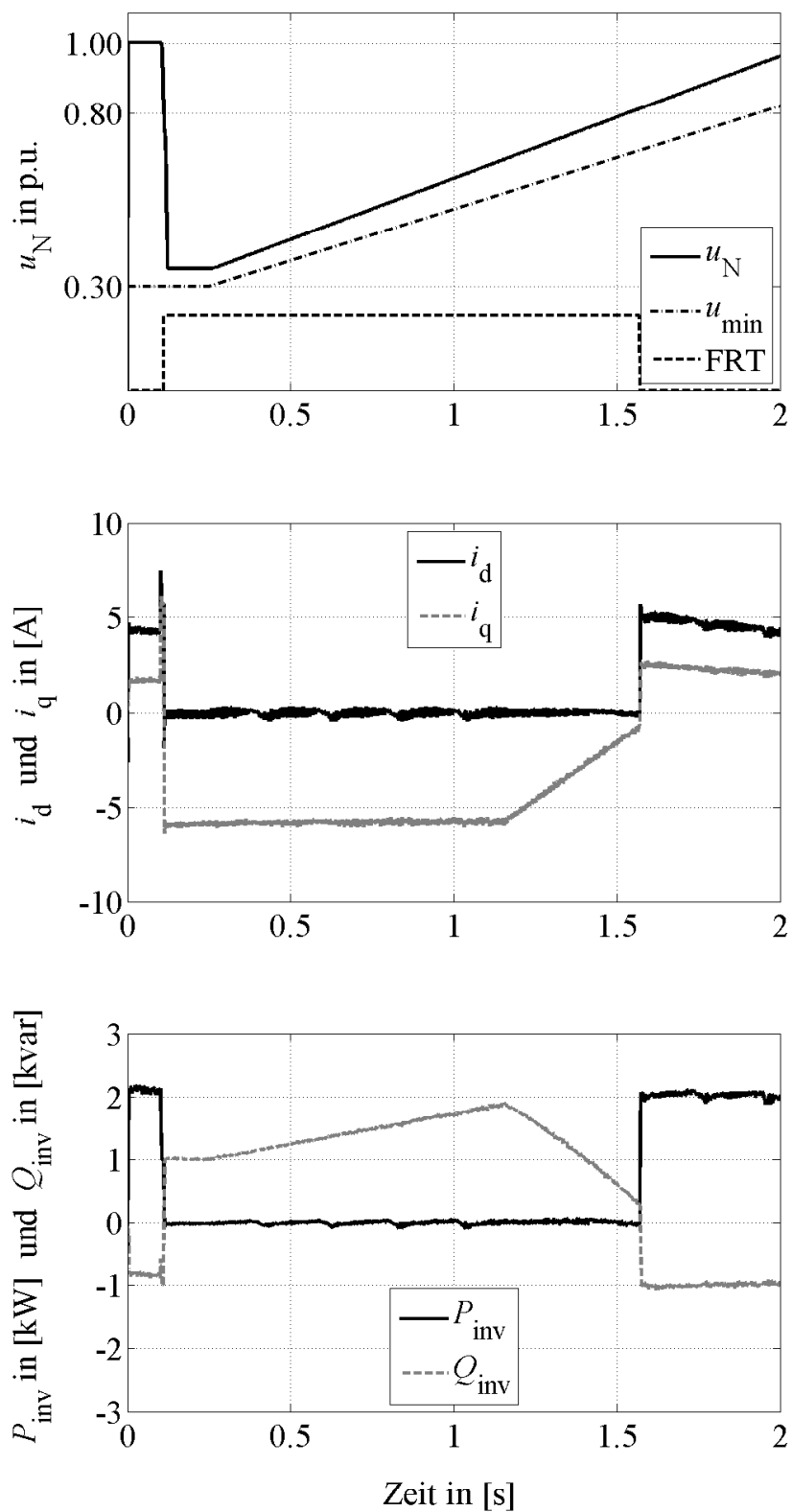


Abbildung 8.3: Erfolgreiches Durchfahren eines Spannungseinbruches entsprechend den Vorgaben zur dynamischen Netzstützung

Im mittleren Diagramm tritt in der Übergangsphase erneut eine Anpassung der d - und q -Komponenten ein. Die Wirkkomponente wird sofort nach Unterschreitung der 80 % U_{nN} auf 0 reduziert und die Blindkomponente erhöht. Nach Deaktivierung des FRT-Modus werden beide Komponenten auf 0 geregelt und die Anlage trennt sich vom Netz.

Man beachte, dass die Zeitkonstanten der Regelung in der Simulation nahezu beliebig klein sein können. Die entsprechenden Regelgrößen für die Wirk- und Blind-Komponenten können somit sehr schnell und stabil geregelt werden. Zur Validierung des Lösungsvorschlags erfolgt deshalb zusätzlich ein praktischer Test unter Laborbedingungen.

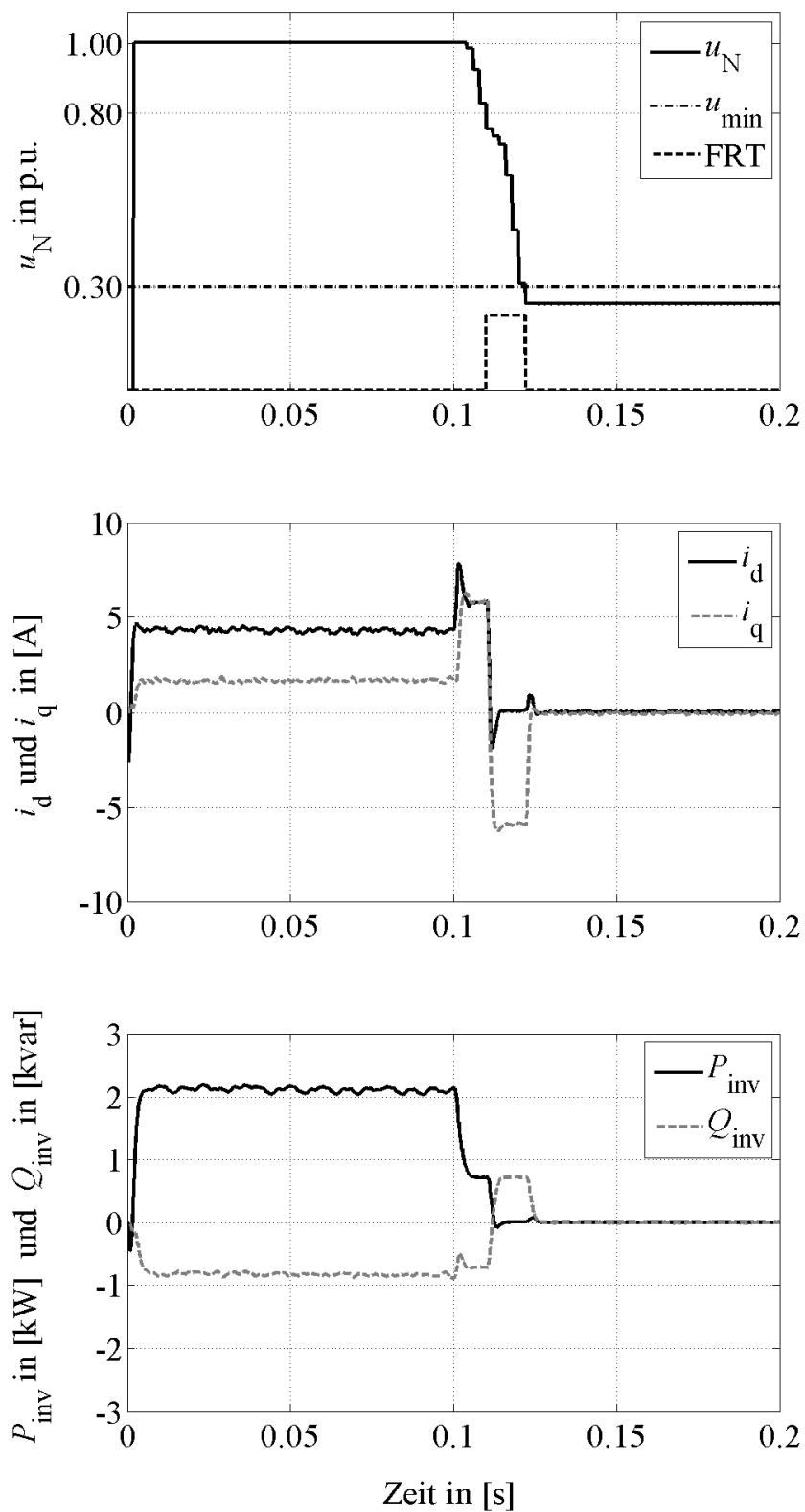


Abbildung 8.4: Abschaltung der EZA nach Verletzung der Spannungsgrenzen, Übergang vom FRT-Modus in die Trennung vom Netz

8.2.2.2 Praktischer Nachweis im Labor

Abbildung 8.5 zeigt die Messung eines Abbruchs der dynamischen Netzstützung. Die Netzspannung bricht zum Zeitpunkt $t_0 = 0.5$ s auf 80 V (ca. 35 % U_{nN}) ein und hält dieses Niveau für weitere 0.5 s, bevor sie nach insgesamt 1.5 s wieder auf das Nennniveau zurückgekehrt ist. Bei $t_1 = 0.8$ s liegt die nach Abbildung 8.1 geforderte Spannung oberhalb der tatsächlichen Spannung. Die Anlage beendet den FRT-Modus und trennt sich erfolgreich vom Netz.

Das mittlere und untere Diagramm zeigen, dass während des FRT-Modus zunächst ein Anstieg der negativen q -Komponente erfolgt. Die Wirkleistung wird gleichzeitig reduziert. Nach Beendigung des FRT-Modus wird die Anlage vom Netz getrennt und P und Q sind folglich 0.

Abbildung 8.6 zeigt die Messung einer erfolgreich durchfahrenen dynamischen Netzstützung. Wie bei der Simulation, durchfährt die EZA den Fehler vollständig. Die Netzspannung bricht zum Zeitpunkt $t_0 = 0.5$ s auf 120 V (ca. 52 % U_{nN}) ein und erholt sich dann vollständig bis $t_2 = 2.5$ s. Bei ca. $t_1 = 1.85$ s überschreitet sie die Schwelle von 80 % U_{nN} und der FRT-Modus wird abgeschaltet.

Im mittleren und unteren Diagramm zeigt sich, dass die Zeitkonstanten der Wirk- und Blindkomponenten etwas größer sind als in den idealen Bedingungen der Simulation. i_d benötigt ca. 0.15 s um die neue Sollgröße zu erreichen. i_q benötigt dafür ca. 0.05 s. Solange sich die Spannung weiter bis zur Nennspannung erhöht, erfährt vor allem die Blindkomponente eine relativ große Regelabweichung. Diese reduziert sich jedoch im Steady State wieder. Dieses Verhalten legt nahe, direkt nach Wiedereintritt in das zulässige Spannungsband ($80 \% U_{nN} \leq U_{nN} \leq 110 \% U_{nN}$) die Rückkehr der Einspeiseleistung mit einem definierten Gradienten ausreichend langsam vorzuschreiben.

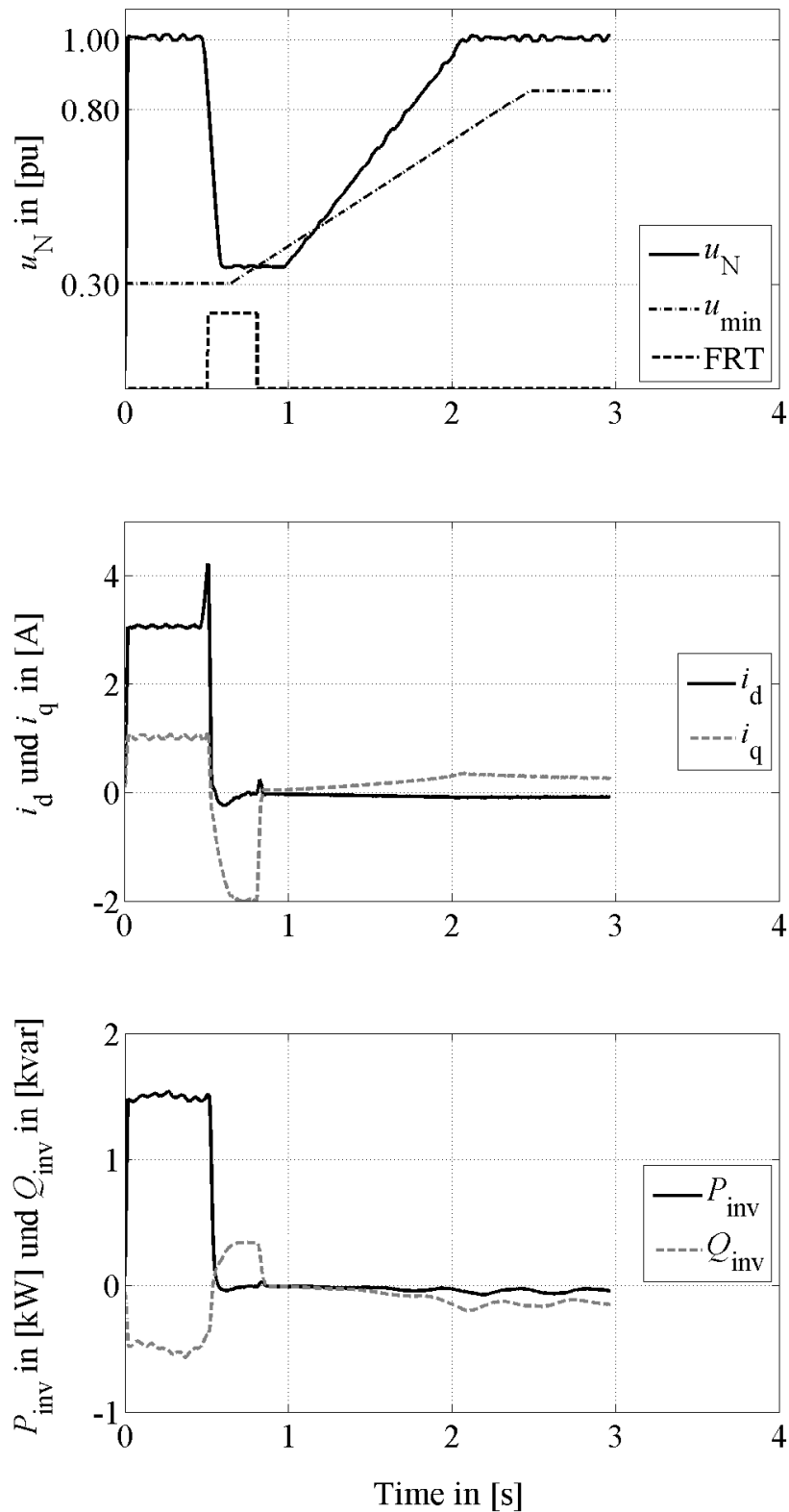


Abbildung 8.5: Messung der dynamischen Netzstützung unter Laborbedingungen: Abbruch des FRT nach Unterschreiten der vorgegebenen FRT-Kurve, Glättung der Messdaten mit moving average Filter über 20 ms

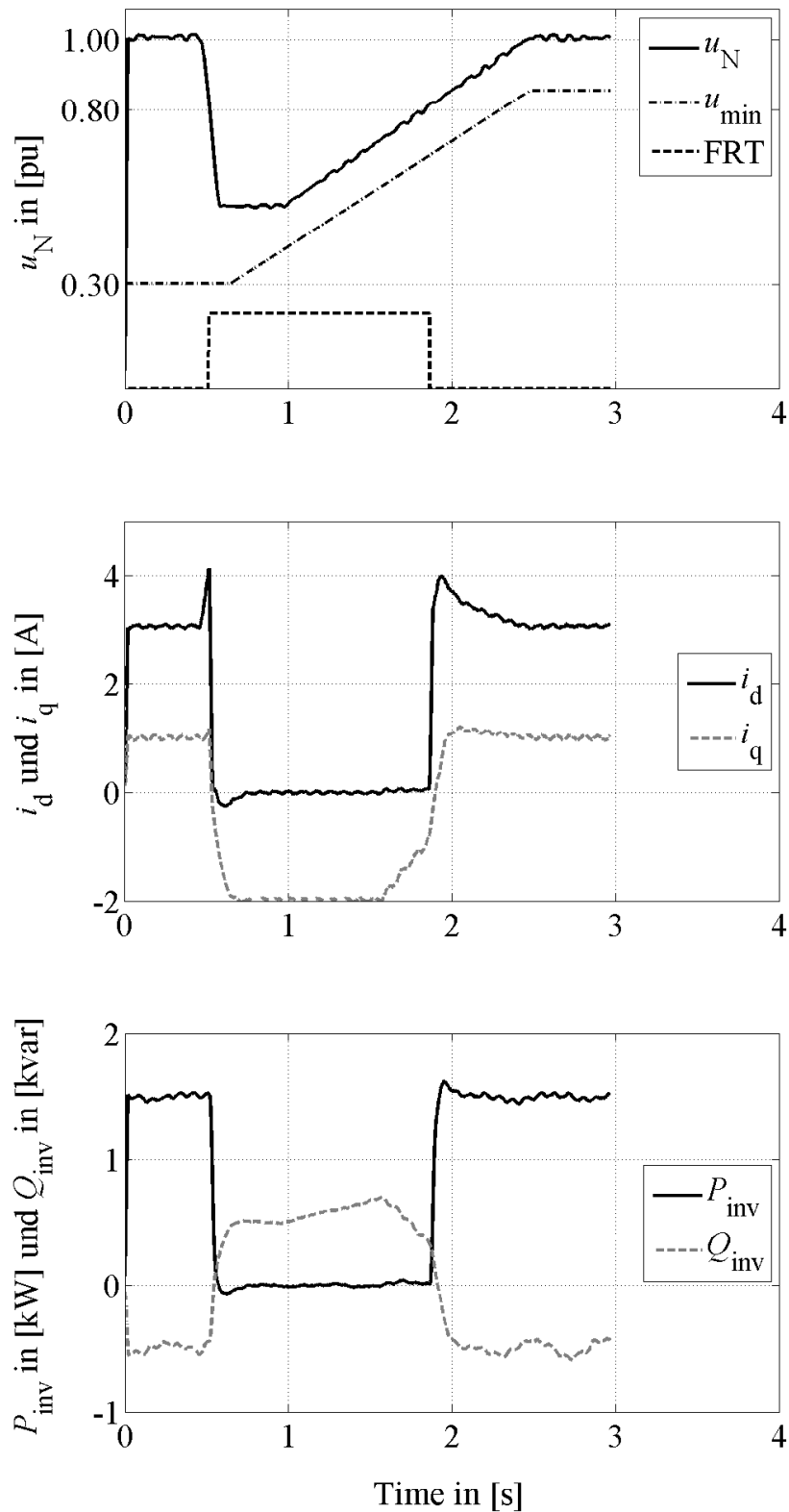


Abbildung 8.6: Messung der dynamischen Netzstützung unter Laborbedingungen: Durchfahren des Netzfehlers mit vollständiger dynamischer Netzstützung, Glättung der Messdaten mit moving average Filter über 20 ms

8.2.3 Rückkehr in den normalen Betriebsmodus

Da Wechselrichter-gekoppelte EZA besonders gut in ihrem Wirk- und Blindverhalten regelbar sind, wird im Folgenden ein Verhalten im Übergang zum Normalbetrieb beschrieben. Ziel ist, den Wiederaufbau des Netzes nicht zu gefährden und bestmöglich zu unterstützen.

8.2.3.1 Blindleistungseinspeisung

Entsprechend der Untersuchung zur dynamischen Netzstützung aus [1] gilt die Vorgabe, dass die EZA nach Fehlerklärung dem Netz nicht mehr induktive Blindleistung entnehmen darf als vor dem Fehler. Je nach Arbeitspunkt vor dem zu durchzufahrenden Netzfehler bedeutet dies jedoch, dass nach Rückkehr in den Normalbetrieb die Anlage sprunghaft einen anderen Blindleistungswert (bzw. Blindstrom) ins Netz einspeist. Vielmehr sollte der einzuspeisende Blindstrom nach Abschluss des FRT mit einem definierten Gradienten geschehen, der das Netz nicht unnötig dynamisch belastet und eine Spannungserholung gefährdet. Hier muss erneut zwischen vollständiger und eingeschränkter dynamischer Netzstützung unterschieden werden:

- eingeschränkt: Während des Netzfehlers gilt $i_d = i_q = 0$. Damit auch $Q \neq Q(U) = 0$. Nach Wiedererreichen von 80 % U_{nN} ($t_1 = 1.75$ s) sollte die Blindkomponente wieder auf den Wert *vor* dem Netzfehler zurückgefahren werden, z.B. über einen linearen Anstieg von $i_q = 0$ auf $i_q = i_{q,AP}$ innerhalb von $\Delta t = 3 - 5$ s
- vollständig: Während des Netzfehlers gilt $i_d = 0$ und $i_q = max$. Da sich die Spannung während des Netzfehlers ändern kann (Erholung), gilt somit auch $Q = Q(U) \neq const$. Nach Wiedererreichen von 80 % U_{nN} ($t_1 = 1.75$ s) sollte die Blindkomponente wieder auf den Wert *vor* dem Netzfehler zurückgefahren werden, z.B. über einen linearen Abfall innerhalb von $\Delta t = 3 - 5$ s. Da $U \neq const$, muss zwischen einer Stromregelung und einer Leistungsregelung unterschieden werden:
 - von $i_q = i_{q,max}$ auf $i_q = i_{q,AP}$
 - von $Q = Q_{dynNS}$ auf $Q = Q_{AP}$

$i_{q,AP}$ und Q_{AP} bezeichnen den Blindstrom bzw. Blindleistung, der vor dem Netzfehler, abhängig vom Arbeitspunkt der Anlage (z.B. $Q(P)$ -Regelung), eingespeist wurde. Im Falle einer $Q(P)$ -Regelung müsste also Q zunächst unabhängig von P erhöht werden.

8.2.3.2 Wirkleistungseinspeisung

Die Erhöhung der Wirkleistung muss differenziert betrachtet werden. Im 0.4-kV-Netz herrscht meist ein hohes R/X -Verhältnis. Dies hat zur Folge, dass sich die Spannung, anders als in MS- und HS-Netzen, auch stark in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung verändert. Aus diesem Grund sollte auch die Wirkleistungseinspeisung nicht schlagartig erfolgen, sondern ebenfalls über eine geeignete Rampe wieder auf den Wert vor dem Spannungseinbruch zurückgefahren werden. In vielen Wechselrichtermodellen sind heute bereits Sanftanläufe implementiert. Ebenfalls existieren bereits Vorgaben zur maximalen Wirkleistungserhöhung in anderen Fällen (z.B. bei Störungen in der Frequenz, siehe [4]).

Gerade bei einem Spannungseinbruch in der Niederspannung besteht die Gefahr, dass in Gewerbegebieten viele Lasten mit Unterspannungsrelais geschützt sind und sich während des

Fehlers zunächst dauerhaft vom Netz trennen und sich nicht automatisch wieder zuschalten. Eine schlagartige Rückkehr zur vollen Wirkleistungseinspeisung könnte hier kontraproduktiv sein und im schlimmsten Fall nach Fehlerklärung zu einer Spannungsüberhöhung ($U > 110 \% U_{nN}$) führen. Dies hätte anschließend eine dauerhafte Trennung aller EZA für mindestens 60 s zur Folge (vgl. Wiederzuschaltbedingungen nach Überspannung aus [4] und [3]).

Die Vorgängerstudie zur dynamischen Netzstützung hat bereits einige Anforderungen für den Übergang vom FRT- in den Normalbetrieb empfohlen [1]. Die hier gezeigten Tests zeigen, dass EZA praktisch dazu in der Lage sind, die Maximalanforderungen (hartes Umschalten zwischen Wirk- und Blindleistungseinspeisung) zu erfüllen. Genaue Grenzwerte und Übergangsbedingungen müssen durch geeignete Modelle und Berechnungen in Niederspannungsnetzen erfolgen.

8.3 Auswirkungen der dynamischen Netzstützung auf die Inselnetzerkennung

Während der eingeschränkten dynamischen Netzstützung speisen EZA weder Wirk- noch Blindstrom in das Netz ein. Damit sind auch alle Methoden, die eine Variation des Einspeisestroms zur Inselnetzerkennung verwenden, wirkungslos. Die Frequenz-Shift-Verfahren können keine Phasenverschiebung mehr implementieren um eine Systemantwort zu generieren. Bei den aktiven Methoden sind lediglich noch Impedanzmessverfahren und deren Variationen möglich. Alle passiven Inselnetzerkennungsverfahren sind weiterhin einsetzbar. Es muss jedoch zwingend eine Deaktivierung der 80 % U_{nN} Schwelle vorgenommen werden (s.u.). Laut aktueller Normvorgabe dürfen nur einphasige Einspeiser mit einer dreiphasigen Spannungsüberwachung eine rein passive Inselnetzerkennung (z.B. BISI mit Über-/Unterfrequenz und Über/Unterspannungsauslöser) implementieren [4].

Während der vollständigen dynamischen Netzstützung ist die d -Komponente gleich 0. Aktive Methoden, die eine Verschiebung der Phase erzeugen (z.B. SFS und SMS), ändern damit den Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung zu $\neq 90^\circ$, was eine Einspeisung von Wirkleistung zur Folge hätte, die per Definition nicht erwünscht ist.

Während eines Netzfehlers bei dem die Spannung unter 80 % U_{nN} einbricht, ist das Netz allgemein in einem instabilen Zustand. Das wirkt sich auch auf die Netzfrequenz und insbesondere auf die verschiedenen Messverfahren zur Netzfrequenz aus. Abbildung 8.7 zeigt den Verlauf der gemessenen Netzfrequenz beim Spannungseinbruch am idealen Netzgenerator. Das GMP-Modul zeigt zum Zeitpunkt des Spannungseinbruchs einen starken Ausschlag der gemessenen Spannung. Die Messmethode beruht auf der Analyse der Spannungsnulldurchgänge aller drei Phasen. Die PLL zeigt sich hingegen robuster bei Spannungsschwankungen.

Entscheidend für eine stabile Regelung der Anlage ist jedoch, dass im Moment starker Netzschwankungen nicht noch zusätzlich durch Frequenz-Shift-Verfahren eine weitere Destabilisierung des Netzes erfolgt. Die Gefahr, dass ein mögliches Inselnetz fehlerhafterweise als Spannungseinbruch detektiert wird und die EZA mit einem FRT reagiert, sei im Folgenden erörtert.

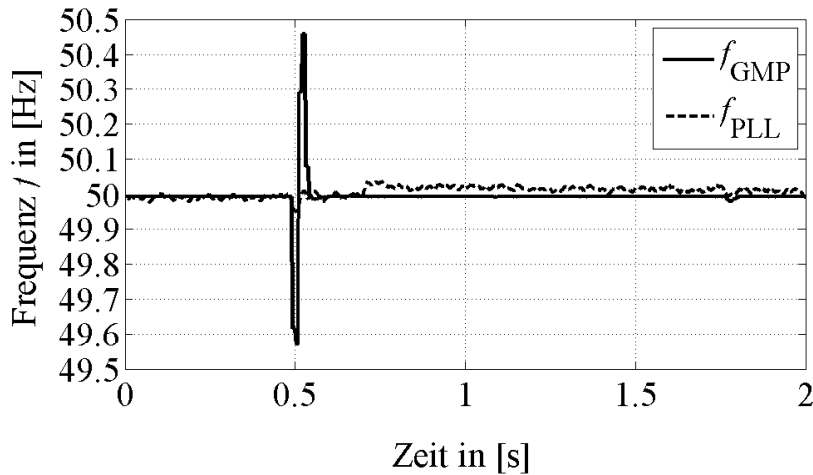


Abbildung 8.7: Frequenzmessung durch ein Netzüberwachungsmodul (GMP) und eine Phase-Locked-Loop (PLL) als Teil der Regelung

8.4 Betrachtung möglicher Fehlinterpretation von Inselnetzen und Netzfehlern

Fehlinterpretation einer Inselnetzbildung als Netzfehler Es sei im Folgenden angenommen, dass sich ein (zunächst) stabiles Inselnetz bildet. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

1. Die Spannung des Inselnetzes bleibt oberhalb von 80 % U_{nN} . Dies ist der Fall, wenn die Erzeugungsleistung ausreichend groß ist um die Wirkleistung der angeschlossenen Lasten zu decken (vgl. 3.4).
2. Die Spannung des Inselnetzes sinkt unterhalb die Schwelle von 80 % U_{nN} und der FRT-Modus der EZA wird aktiviert.

Im ersten Fall handelt es sich um ein normales Inselnetz, das mit den gängigen Methoden erkannt werden kann. Die Tatsache, dass die EZA FRT-fähig ist, spielt für die Erkennung keine Rolle. Werden Frequenz-Shift-Verfahren eingesetzt, so kann das Inselnetz weiterhin erkannt und abgeschaltet werden. Auch passive Methoden sind im selben Umfang aktiv wie bei nicht FRT-fähigen EZA.

Im zweiten Fall sinkt die Spannung unter die Auslöseschwelle für den FRT-Modus. Dies bewirkt eine Reduktion der Wirkleistung auf $P = 0$. Damit steht der Insel keine Wirkleistung mehr zur Verfügung. Sie wäre damit nur noch in der Lage, rein induktive Verbraucher zu speisen, denn nur in diesem Fall könnte die Stromeinspeisung dauerhaft um 90° gegenüber dem Spannungsverlauf verschoben bleiben. Damit ist ein Inselnetz nicht lebensfähig. Die gemessene Netzspannung würde unterhalb der FRT-Minimalspannung liegen und die EZA würde sich vom Netz trennen.

Fehlinterpretation eines Netzfehler als Inselnetz Im Folgenden soll der Fall betrachtet werden, dass ein Spannungseinbruch als Inselnetzbildung fehlinterpretiert werden würde.

Es kann fälschlicherweise eine Detektion eines Inselnetzes erfolgen, wenn die gemessenen (pas-

sive Methoden) oder angeregten (aktive Methoden) Netzparameter vordefinierte Grenzwerte verletzen. Zum Beispiel durch Impedanzsprünge, Anstieg von Harmonischen, Transiente etc. Dies ist bei einem Fehlereintritt, der zu einem Spannungseinbruch führen kann, nicht unwahrscheinlich. In diesem Fall würden sich alle EZA sofort vom Netz trennen und somit nicht mehr für eine dynamische Netzstützung zur Verfügung stehen.

Die Vermeidung solcher Fehldetektionen von Inselnetzen wurden in der Literatur bereits vielfach untersucht, sowohl für Synchrongeneratoren als auch für Wechselrichter.

8.5 Besonderheiten bei der dynamischen Netzstützung für EZA vom Typ 1 (Synchrongeneratoren)

Für EZA vom Typ 1 gilt eine von Abbildung 8.1 abweichende Kurve, welche in Abbildung 8.8 dargestellt ist.

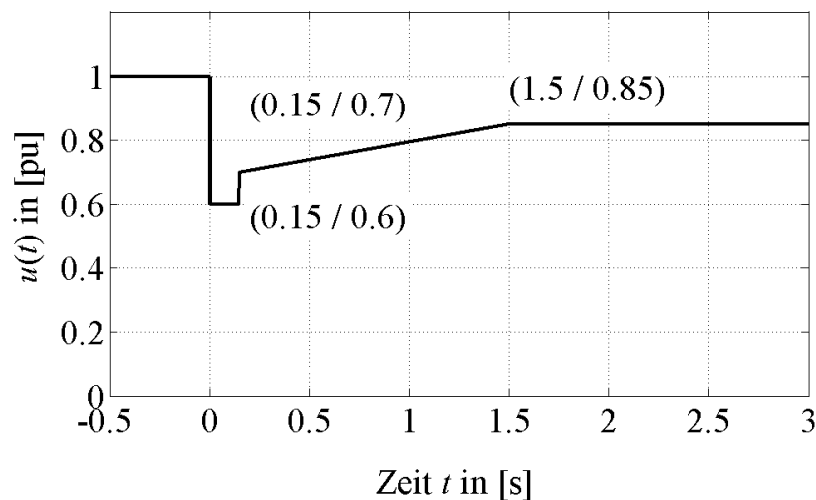


Abbildung 8.8: FRT Kurve für Synchrongeneratoren am 0,4-kV-Netz

Prinzipbedingt wird der FRT-Modus bei Synchrongeneratoren nicht mit einer Reduktion des Wirkstroms auf 0 erfolgen können. Durch die Erweiterung des Spannungsbereichs auf zunächst 60 % und anschließend 70 % U_{nN} wächst das Zeitfenster für mögliche asynchrone Wiedereinschaltungen. Aus diesem Grund sollte für die Inselnetzerkennung bei Synchrongeneratoren verstärkt auf Frequenz-sensitive Verfahren gesetzt werden. Dies kann z.B. durch den Einsatz von ROCOF, ROCOFOP oder eine Überwachung des dynamischen Frequenzverhaltens erzielt werden (siehe Abschnitt 3.5.3). Kann damit der Anlagenschutz nicht ausreichend implementiert werden, so ist eine frühzeitigere Trennung vom Netz zu empfehlen. Im Gegensatz zu Wechselrichteranlagen kann bei rotierenden Generatoren die Netzfrequenz direkt (z.B. aus der Drehzahl) ermittelt werden und muss nicht über die Spannungsmessung bzw. Nulldurchgänge berechnet werden. Sie ist damit weniger fehleranfällig und der ermittelte Frequenzwert verlässlicher.

8.6 Fazit und Zusammenfassung

Die Untersuchungen dieses Kapitels zeigen, dass eine dynamische Netzstützung in Kombination mit einer effektiven Inselnetzerkennung prinzipiell möglich ist. Die von der Helmut-Schmidt-Universität vorgeschlagene Lösung zur zeitlichen Entkopplung hat sich in simulativen und praktischen Versuchen als wirksam und umsetzbar bewährt.

Es wird empfohlen, während des FRT die aktiven Inselnetzerkennungsverfahren zu deaktivieren. Lediglich eine Trennung aufgrund der Verletzung der maximalen und minimalen Frequenzwerte (47.5 Hz und 51.5 Hz) sei weiterhin erlaubt. Passive Verfahren verursachen keine Rückwirkungen und können im Hintergrund aktiv bleiben.

Anlagen vom Typ 1 sollte die Trennung vom Netz bei Unterschreiten von 80 % U_{nN} nicht generell verweigert werden. Hier sollte die Inselnetzerkennung und inselnetzbedingte Trennung vom Netz auch während des Durchfahrens der FRT-Kurve zulässig sein, um im Zweifel die Anlagen zu schützen, da sie durch asynchrone Wiederzuschaltungen stärker gefährdet sind als EZA vom Typ 2. Damit wird dem Netz- und Anlagenschutz Vorrang vor der Systemstabilität eingeräumt.

Anlagen vom Typ 2 sollten sich beim Unterschreiten von 80 % U_{nN} auch dann nicht vom Netz trennen dürfen, wenn die integrierte Inselnetzerkennung eine Abschaltung verlangen würde. So sollen Fehlauflösungen durch stark schwankende Parameter zum Zeitpunkt des Netzfehlers verhindert werden. Diese Vorgabe sollte zeitlich befristet und nur für das Spannungsfenster aus Abbildung 8.1 gültig sein. Damit würde der Priorisierung (8.1.2) Rechnung getragen, dass Systemstabilität wichtiger einzustufen ist als die Erkennung von Inselnetzen. Eine Sicherstellung des Anlagenschutzes ist durch die Einhaltung der Frequenzgrenzen gewährleistet und kann, falls notwendig, auf weitere Betriebsbereiche erweitert werden.

Durch die Nicht-Trennung von Anlagen während eines Spannungseinbruches würden alle Inselnetze, die mit einer Unterschreitung der 80 % U_{nN} -Schwelle einhergingen, eventuell eine verzögerte Auslösung erfahren. Dies hängt davon ab, wie lange die Spannung aufrechterhalten wird. Ist nach Rückkehr in den Normalbetrieb weiterhin ein Inselnetz detektiert, so kann sich die Anlage anschließend abschalten. Das aktuell vorgegebene Zeitfenster von 5 s für die Inselnetzerkennung würde somit immer noch eingehalten, wenn die dynamische Netzstützung spätestens nach 2 s abgeschlossen ist.

Fehlerhafte Unterscheidungen zwischen Inselnetzbildung und zu durchfahrenden Spannungseinbrüchen werden bei Verwendung der vorgeschlagenen Lösungsmethodik aufgrund der beschriebenen Verbrauchs- und Erzeugungscharakteristika als äußerst unwahrscheinlich erachtet.

Ein besonderer Fokus sollte auf eine netzverträgliche Rückkehr vom FRT- in den normalen Betriebsmodus gelegt werden. Die Problematik des schlagartigen Umschaltens zwischen Wirk- und Blindleistungseinspeisung wurde ausführlich beschrieben. Es wird empfohlen, die Strom- bzw. Leistungseinspeisung nicht sprunghaft, sondern über eine definierte Kennlinie an die Werte vor Fehlereintritt zurückzuführen. Detailliertere Untersuchungen hierzu sind in Zukunft erforderlich.

8.7 Ausblick: Dynamische Netzstützung in Kombination mit Wirkstromspeisung

Für den Fall, dass die vollständige dynamische Netzstützung aus einer Kombination aus Wirk- und Blindstromspeisung realisiert werden soll, müssen die Überlegungen aus Abschnitt 8.4 angepasst werden. Erneut müssen drei Fälle unterschieden werden:

1. Eine dynamische Netzstützung ist tatsächlich erforderlich. Es hat sich kein Inselnetz gebildet.
2. Es hat sich ein Inselnetz gebildet, dessen Spannung *oberhalb* der Schwelle von 80 % U_{nN} bleibt.
3. Es hat sich ein Inselnetz gebildet, dessen Spannung *unter* die Schwelle von 80 % U_{nN} sinkt.

Die Fälle 1 und 2 stellen kein Problem dar und die Anlage verhält sich wie gewünscht. Im Fall 1 wird die dynamische Netzstützung erbracht. Im Fall 2 findet kein Wechsel in den FRT-Modus statt und alle Inselnetzerkennungsmethoden bleiben unberührt von der dynamischen Netzstützung aktiv. So kann z.B. weiterhin das Frequenz-Shift-Verfahren angewandt werden.

Zu Prüfen ist Fall 3. Durch die Beibehaltung einer Wirkkomponente ist das Aufrechterhalten eines Inselnetzes möglich. Der ungünstigste Fall wäre, wenn sich die EZA durch den Wechsel in den FRT-Modus auf die vom Verbraucher aufgenommene Leistung einstellt. In diesem Fall würde sich die Spannung wieder erholen und die Anlage bei Rückkehr in das 80...110 % U_{nN} Band in den Normalbetrieb zurückkehren. Dies ist nur möglich, wenn sich durch das kurzzeitige Fallen unter die 80 %-Schwelle Lasten vom Netz automatisch getrennt haben und sich nicht wieder zuschalten. Andernfalls hätte die Netzspannung zuvor nicht auf unter 80 % sinken können.

Ab dem Moment, ab dem die Spannung wieder in das zulässige Band zurückkehrt, sind die Inselnetzerkennungssysteme wieder aktiv und können wie bisher entsprechend ihre NDZ detektieren. Die Spannungserholung kann maximal solange dauern, wie das Zeitfenster der dynamischen Netzstützung definiert ist (aktuell 2 Sekunden). Durchfährt die Anlage folglich für 2 Sekunden den Fehler, der eigentlich ein Inselnetz ist, bleiben danach noch 3 Sekunden für eine rechtzeitige Trennung vom Netz.

Denkbar wäre der Fall, dass durch verspätetes Wiedereinschalten von Lasten die Spannung wieder einbricht und erneut ein FRT-Verhalten gefordert wäre. Dieser Fall ist jedoch äußerst unwahrscheinlich und könnte dadurch verhindert werden, dass Anlagen binnen kurzer Zeit nicht mehrfach eine dynamische Spannungsstützung leisten dürfen.

Kapitel 9

Anforderungskatalog und Prüfkriterien für Inselnetzerkennungs-Methoden

Im Folgenden sollen die Anforderungen an zukünftige Inselnetzerkennungs-Methoden definiert werden. Sie stellen die Eignung der Methoden fest und dienen als Grundlage für die Bewertung sowie den Vergleich untereinander.

Im Wesentlichen müssen Inselnetzerkennungs-Methoden folgende Kriterien erfüllen:

1. Inselnetze müssen entsprechend den Vorgaben identifiziert und abgeschaltet werden.
2. Methoden zur Inselnetzerkennung müssen auch die sich ändernde Laststruktur im Niederspannungsnetz berücksichtigen und dürfen ihre Wirksamkeit nicht verlieren.
3. Die Erkennung und Abschaltung von Inselnetzen darf die Erbringung wichtiger Systemdienstleistungen, wie z.B. der dynamischen Netzstützung nicht unterwandern.
4. Die Auswirkungen aktueller und neuer Vorgaben zu Systemdienstleistungen im Niederspannungsnetz sowie die Interaktionen zwischen Systemdienstleistungen und Inselnetzerkennung dürfen nicht zum Verlust der Wirksamkeit führen.
5. Negative Rückwirkungen von Inselnetzerkennungs-Methoden, dürfen nicht zu einem unzulässigen Absinken der Spannungsqualität und Systemstabilität führen.
6. Benachbarte EZA dürfen durch vermehrten Einsatz etablierter oder neuer Inselnetzerkennungs-Methoden nicht unzulässig beeinflusst werden.
7. Inselnetzerkennungsvorgaben dürfen nicht mit anderen sicherheitstechnischen Anforderungen und Normen kollidieren sowie die Anlagen nicht gefährden.

Die gestellten Anforderungen fließen in die Überarbeitung der Prüfanforderungen zur Inselnetzerkennung ein (z.B. in [3] oder [4]). Eine Vorgabe, *welches* Verfahren konkret von den Anlagenherstellern angewandt werden soll, sollte nicht angestrebt werden.

Darüber hinaus müssen Inselnetzerkennungs-Methoden praxistauglich und zu vertretbaren Kosten in die Erzeugungsanlagen integrierbar sein. Im Folgenden werden die aufgeführten Anforderungen konkretisiert.

9.1 Inselnetzerkennung für EZA vom Typ 2 (Wechselrichter)

1) Vorgaben zum Wirkungsbereich im Schwingkreistest Der Schwingkreistest ist für alle Wechselrichter-EZA obligatorisch, die dreiphasig einspeisen oder keine dreiphasige Spannungsüberwachung besitzen [4].

Inselnetzerkennungs-Methoden wurden in der Vergangenheit im Wesentlichen über ihre Non-Detection-Zones (NDZ) verglichen. Diese stellt den Arbeitsbereich dar, in dem eine bestimmte Methode ein entstandenes Inselnetz nicht erkennen kann.

Je kleiner die NDZ, desto effektiver ist eine Methode. Die Vorgaben zur maximalen Größe der NDZ sind aktuell durch den Schwingkreistest in [3] und [4] vorgegeben:

- Erkennung eines Inselnetzes, gebildet aus einem RLC-Schwingkreis der Güte 2
- Keine Berücksichtigung von rotierenden Massen
- Keine Berücksichtigung von nicht-linearen Lasten (z.B. CCL oder CPL)
- Erkennung innerhalb von 5 Sekunden
- Wiederholung der Prüfung bei $P = 25/50/100 \% P_n$
- Bei dreiphasigen EZA wird jede Phase einzeln getestet

Die geeignete Darstellungsform für diese Art von Vorgaben ist die f_{res}/Q_f -Ebene (vgl. Abbildung 3.3). Jede Methode, deren NDZ nicht links von $Q_f = 2$ liegt, ist entsprechend den Schwingkreiskriterien aus [4] zulässig.

2) veränderte Laststrukturen Die typischen Verbraucher im Niederspannungsnetz werden in Zukunft immer weniger durch einen RLC-Parallelschwingkreis abgebildet werden können. Der Anteil an Konstantleistungs-Lasten wird zunehmen. Generell unterstützt diese Entwicklung die Detektion von Inselnetzen (vgl. Kapitel 5). Jedoch kann die veränderte Verbraucherstruktur Auswirkungen auf deren Eingangsimpedanz und damit auf das Netzverhalten der Erzeugungsanlagen haben. Diese dürfen nicht zu einem Verlust der Wirksamkeit führen. Besonders davon betroffen dürften Methoden zur Impedanzmessung sein.

3) Behindern der Erbringung von Systemdienstleistungen Die Inselnetzerkennung darf zu keiner Zeit die Erbringung von Systemdienstleistungen behindern, einschränken oder außer Kraft setzen.

Hierzu zählen insbesondere die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion sowie die Einspeisung von Blindleistung. Aktuelle sowie zukünftige Vorgaben zur Blindleistungseinspeisung (z.B. $\cos \varphi(P)$ oder $Q(P)$ -Regelung) müssen unverändert anwendbar sein.

Die dynamische Netzstützung darf durch eventuelle Abschaltensignale der Inselnetzerkennung nicht unterbrochen, unterbunden oder frühzeitig beendet werden. Sobald ein Spannungseinbruch den FRT-Modus aktiviert, ist ggf. die Trennung vom Netz so lange zu deaktivieren, bis es die Vorgaben zur dynamischen Netzstützung erlauben.

4) Wechselwirkungen zwischen Inselnetzerkennung und Systemdienstleistungen

In Kapitel 6 wurde beschrieben, wie sich Systemdienstleistungen und Inselnetzerkennung gegenseitig beeinflussen. Aus diesem Grund sollte bei strukturellen Änderungen der Normvorgaben zum Verhalten von Erzeugungsanlagen (insbesondere Wirk- und Blindleistungsregelung) immer auch eine Prüfung erfolgen, ob und in welchem Ausmaß die Inselnetzerkennung davon betroffen sein könnte. Hier sind sowohl Anlagenhersteller als auch Normungsgremien in der Pflicht.

5) Absinken der Spannungsqualität und Gefährdung der Systemstabilität

Dezentrale aktive Methoden manipulieren die Stromeinspeisung des Wechselrichters. Diese Manipulationen dürfen nicht zu einem unzulässigen Absinken der Spannungsqualität führen (z.B. Grenzwerte für Harmonische). Während einer gefährlichen Situation für die Netzstabilität dürfen Inselnetzerkennungs-Methoden nicht zu einer Verstärkung der Instabilität führen. Dies wird anhand von zwei Beispielen erläutert:

- Spannungseinbruch: Bei einem Einbruch der Spannung (und damit Aktivieren der dynamischen Netzstützung) muss die Strom-Manipulation (insbesondere Varianten des Active-Frequency-Drift) deaktiviert werden (Gründe hierfür siehe Kapitel 8).
- Frequenzschwankungen aufgrund unausgeglichener Wirkleistungsbilanz im Gesamtnetz: Natürliche Schwankungen der Netzfrequenz sowie verstärkte Schwankungen bei Eintritt von Störungen (z.B. Kraftwerksausfall) dürfen durch Strom-Manipulation (insbesondere Varianten des Frequenz-Shift-Verfahrens) nicht verstärkt werden (Details siehe Kapitel 7).

6) Beeinflussung von benachbarten EZA

Die Anwendung aktiver Inselnetzerkennungsmethoden darf bei benachbarten EZA nicht zu einer Abschaltung oder Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit führen. Beispielsweise durch ein Aufschwingen der lokalen Netzfrequenz oder ein Überschreiten der zulässigen THD. Beim Einsatz von Frequenz-Shift-Verfahren darf es nicht zu einer Auslöschung aufgrund gegensätzlicher Verschieberichtungen kommen. Impedanzmessverfahren dürfen sich durch ihre Anregungssignale nicht gegenseitig stören und die Messungen somit verfälschen.

7) Inkompatibilität mit sicherheitstechnischen Anforderungen anderer Normvorgaben

EZA, die aufgrund anderer Normvorgaben eine sofortige Trennung vom Netz bei Eintreten von Unterspannungen oder ähnlichen Netzfehlern auslösen müssen, können folglich nicht an der dynamischen Netzstützung teilnehmen. Dies betrifft insbesondere EZA, die ihre Primärenergie aus Wasserstoff oder anderen Brenngasen beziehen. Ist die Versorgung mit Primärenergie z.B. durch das obligatorische Schließen eines Ventils erforderlich, kann die EZA keine Wirkleistung mehr in das Netz speisen und trennt sich vom Netz [81] und [82].

Die Bereitstellung von Blindleistung bei Vollumrichter-Anlagen muss davon nicht direkt betroffen sein und kann unter Umständen weiter erfolgen. Da die Zahl und installierte Leistung der Anlagen in Zukunft jedoch als sehr klein anzunehmen ist, ist eine explizite Verschärfung der Anforderungen bezüglich der dynamischen Netzstützung (noch) nicht erforderlich. Denkbar wäre in Zukunft jedoch eine kurzzeitige Einspeisung von Blindleistung über den Vollumrichter, da hierfür keine Versorgung mit Primärenergie notwendig ist. Jedoch muss auch hier geprüft werden, ob die entsprechenden Normen dies zulassen.

9.2 Ergänzungen für EZA vom Typ 1 (Synchrongenerator)

Die Vorgaben zur Inselnetzerkennung bei direkt gekoppelten Synchrongeneratoren sind im Vergleich zu EZA vom Typ 2 relativ gering. Sie kann mit einer dreiphasigen Spannungsüberwachung erfolgen, ist also rein passiv. Dafür können beispielsweise Bidirektionale Sicherheitsschnittstellen (BISI) zum Einsatz kommen.

Trotz abweichender Normvorgaben sollte oben aufgeführter Anforderungskatalog auch für EZA vom Typ 1 unverändert gelten. Da bisher nur passive Verfahren zum Einsatz kommen und als Mindestanforderung eine Abschaltung bei Spannungsverletzungen (und allgemein auch bei Frequenzverletzungen) gilt, ist die Erfüllung eines Großteils des Anforderungskatalogs für EZA vom Typ 1 aktuell als trivial zu betrachten. Wo Anpassungen in der Inselnetzerkennung erforderlich sind, wird dies in Kapitel 10 aufgeführt.

Im Gegensatz zu Wechselrichter-EZA sind Synchrongeneratoren besonders stark durch hohe Überströme bei asynchronen Wiedereinschaltungen gefährdet. Eine schnelle Erkennung von Inselnetzen ist deshalb wichtig. Bisher wurden dafür hauptsächlich Vektorsprungrelais verwendet. Ähnliche Performance sollte jedoch auch z.B. durch die ROCOF-Methode oder die ROCOFOP-Methode erzielt werden können. Da der Netz- und Anlagenschutz als wichtiger eingestuft wird als die Systemstabilität, sollte Erzeugungsanlagen vom Typ 1 auf jeden Fall auch in Zukunft eine schnelle Trennung vom Netz bei auffälligem Frequenzverhalten gestattet werden.

Kapitel 10

Empfehlungen und Änderungsvorschläge für die VDE-AR-N-4105

10.1 Umsetzung der dynamischen Netzstützung

Die Umsetzung der dynamischen Netzstützung unter Berücksichtigung der Inselnetzerkennung wird wie folgt empfohlen:

EZA vom Typ 2 (Wechselrichter) wurden bezüglich ihres Verhaltens im Falle einer dynamischen Netzstützung ausführlich untersucht. Es wird empfohlen, den Lösungsvorschlag aus Abschnitt 8.2 wie vorgestellt umzusetzen. Eine Priorisierung der dynamischen Netzstützung und zeitlichen Verschiebung der Inselnetzerkennung ist einfach umzusetzen und hat kaum nennenswerte Nachteile für die Effektivität der Inselnetzerkennung. Sie ist mit allen Inselnetzerkennungsmethoden vereinbar. Eine Fehlinterpretation (Verwechslung von FRT und Inselnetz) ist nicht möglich bzw. bleibt ohne Konsequenzen (vgl. Kapitel 8).

Erzeugungsanlagen (EZA) vom Typ 1 (Synchrongeneratoren) erfahren durch die relativ geringen Vorgaben zur dynamischen Netzstützung nur unwesentliche Änderungen. Im Wesentlichen muss die Grenze des Unterspannungsschutzes von bisher 80 % U_{nN} auf die geforderten 60 % U_{nN} in den ersten 0.15...1.0 s angepasst werden. Dies kann ggf. auch einfach durch eine zeitlich verzögerte Auslösung erfolgen. Dieser Fall wurde in der Literatur zur Inselnetzerkennung bei Synchrongeneratoren bereits ausführlich untersucht. Durch die zeitliche Verzögerung kommt es insgesamt jedoch zu keiner Veränderung der NDZ (vgl. auch Untersuchungen in [76] und [2]). Inselnetze, die bis dato innerhalb von 5 Sekunden erkannt worden wären, werden auch in Zukunft innerhalb von 5 s erkannt, da nur zu Beginn eine Zeitverzögerung der Ausschaltschwelle implementiert wird.

Was bleibt, ist die Anfälligkeit von Synchrongeneratoren bei einer asynchronen Wiederschaltung zum Netz. Dieses Zeitfenster wächst nun auf ca. 1 Sekunde an (dann hat die Spannung der FRT-Kurve für EZA vom Typ 1 den Wert 80 % U_{nN} wieder überschritten). Eine Verbesserung der Inselnetzerkennung, die unabhängig von der Höhe der Spannung ist, wird daher empfohlen. Dies kann z.B. durch den Einsatz von ROCOF, ROCOFOP oder eine Überwachung des dynamischen Frequenzverhaltens erzielt werden (siehe Abschnitt 3.5.3).

10.2 Weiterentwicklung und Anpassung des Schwingkreistests

Der Schwingkreistest gibt durch seine Parametrierung die Aggressivität der aktiven Methoden (Frequenz-Shift-Methoden) vor. Je stärker die Anforderungen, desto aggressiver müssen die eingesetzten Methoden sein um den Schwingkreis ausreichend schnell abzuschalten.

Die Untersuchungen in dieser Studie ergaben, dass die Schwingkreisgüte $Q_f = 2$ als sehr konservativ einzustufen ist. Weiterhin finden in Zukunft wahrscheinlich vermehrt destabilisierende Verbraucher (z.B. Konstantleistungs-Lasten) im Niederspannungsnetz Einsatz, was dazu führt, dass der Schwingkreistest im Vergleich zu realen Verhältnissen als noch konservativer anzusehen ist.

Es wird daher mittelfristig empfohlen, die Schwingkreisgüte auf einen niedrigeren Wert zu reduzieren, beispielsweise auf $Q_f = 0.5$ wie in Großbritannien. Dies hätte zur Folge, dass die Hersteller von Wechselrichtern die Aggressivität der Inselnetzerkennung reduzieren können. Negative Wechselwirkungen in schwachen Netzen mit hohem Anteil an Typ 2 Erzeugern könnten damit reduziert werden.

Des Weiteren könnte der Schwingkreistest entsprechend zukünftigem Verbraucherverhalten ergänzt werden. Beispielsweise könnte neben dem aktuellen Test ein zweiter Test mit typischen Konstantleistungs-Lasten entwickelt werden, der die Wirksamkeit von Inselnetzerkennungsmethoden bei z.B. Schaltnetzteilen oder Frequenzumrichtern nachweist. Ob ein Verlust der Wirksamkeit überhaupt möglich ist, sollte vorab jedoch in geeigneten simulativen und praktischen Versuchen überprüft werden.

10.3 Vermehrter Einsatz von passiven Inselnetzerkennungsmethoden

Konservative Annahmen und Sicherheitsbedenken von Netzbetreibern führten in der Vergangenheit zu einem Ausbau und Weiterentwicklung aktiver Inselnetzerkennungsmethoden. Grund hierfür waren die relativ großen NDZ passiver Methoden insbesondere bei Netzen mit hohem Gütefaktor Q_f . Untersuchungen in dieser Studie und in weiten Teilen der Literatur zeigen jedoch, dass der intelligente Einsatz und die Kombination mehrerer passiver Erkennungsmethoden bereits sehr kleine NDZ realisieren können. Dies gilt sowohl für EZA vom Typ 1 als auch vom Typ 2. Damit kann insbesondere der besonders schweren Erkennung von Inselnetzen mit vielen rotierenden Generatoren immer besser begegnet werden. Es wird daher empfohlen, einen vermehrten Einsatz von passiven Methoden zu prüfen um somit die negativen Auswirkungen von aktiven Methoden auf ein Minimum zu begrenzen. Insbesondere ließe sich somit ein weiterer Anstieg durch den zu erwartenden starken Ausbau von PV-Anlagen im Niederspannungsnetz abmildern. Welche Methoden besonders in Kombination eine hohe Wirksamkeit erreichen ist den entsprechenden Veröffentlichungen im Literaturverzeichnis beispielhaft zu entnehmen.

Die Inselnetzerkennung von Synchrongeneratoren kann beispielsweise verbessert werden, wenn nicht nur eine dreiphasige Spannungs- und Frequenzüberwachung erfolgt (aktuelle Normvorgabe in [4]). Aktuell wird zusätzlich meist noch ein Vektorsprungrelais eingesetzt. Ähnliche Wirksamkeit bietet eine Überwachung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (RO-

COF). Weitere Verbesserungen in der Inselnetzerkennung könnte die in [5] vorgestellte Methode zur Überwachung des Schwingungsverhaltens bieten. Sie ist laut eigenen Aussagen in ihrer Wirksamkeit dem Vektorsprungrelais sowie den ROCOF-Verfahren überlegen und weniger anfällig für Fehlauflösungen. Jedoch gibt es für die Methode bisher noch keine praktischen Nachweise im Feld, da die Untersuchungen nur anhand von Simulationen durchgeführt wurden.

Wechselrichter-gekoppelte Anlagen dürfen aktuell nur mit einer aktiven Inselnetzerkennung ausgestattet werden. Es wurde jedoch im Rahmen dieser Studie gezeigt, dass durch den Einsatz der ROCOF-Methode auch mit einer Kombination aus passiven Inselnetzerkennungsmethoden sehr kleine NDZ realisiert werden können. Ist eine Abkehr von aktiven Methoden generell nicht gewünscht, können durch Kombination mit passiven Methoden zumindest die Auswirkungen im Normalbetrieb ($f = 50$ Hz) minimiert werden. Eine Förderung passiver Methoden muss mit geeigneten Anpassungen der bisher gültigen Prüfverfahren (z.B. Schwingkreistest) einhergehen.

10.4 Differenzierung zwischen *Erkennen* und *Abschalten* von Inselnetzen

Bisher wird von den EZA gefordert, Inselnetze innerhalb von 5 Sekunden zu erkennen und sofort abzuschalten. Dies hat zur Folge, dass die Umsetzung vor allem bei EZA vom Typ 2 so gewählt ist, dass durch aktive Frequenz-Shift-Verfahren die Frequenz so lange verschoben wird, bis sie außerhalb des zulässigen Bereichs liegt und abgeschaltet werden *muss*. Die *Erkennung* des Inselnetzes erfolgt jedoch theoretisch schon viel früher, nämlich zu dem Zeitpunkt an dem die Überwachungseinrichtung der Anlage detektiert, dass sie die Frequenz verschieben kann.

Mittelfristig sollte ein Ansatz verfolgt werden, mit dem die Abschaltung von stabilen Inseln nicht obligatorisch ist. Ist eine Insel in der Lage, sich kontrolliert selbst zu regeln, so hat dies zwei wesentliche Vorteile:

- Die Versorgungssicherheit des Netzgebietes nimmt zu.
- Bei einem großflächigen Blackout und Wiederaufbau des Netzes können einzelne stabile Inseln sukzessive wieder synchronisiert werden und unterstützen damit den Wiederaufbau.

Um diese Potentiale zu heben ist notwendig, dass

- die Verantwortlichkeit in einem solchen Fall des Notbetriebs geklärt werden muss, da der Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Inselbetriebes keine Möglichkeit der Steuerung hat, bis dato jedoch ggf. dafür verantwortlich ist.
- Schäden an Anlagen oder Behinderungen eines Wiederaufbaus nach einem großflächigen Blackout effektiv verhindert werden können.
- die Inseln eine Frequenz- und Spannungsregelung vornehmen können, die einen stabilen Inselnetz überhaupt zulassen und die eine Resynchronisation mit dem Netz ermöglichen.
- die Inseln zum Zeitpunkt der Resynchronisation über eine ausgeglichene Wirk- und

Blindleistungsbilanz im geforderten Betriebspunkt (z.B. 230 V, 50 Hz, korrekte Phasenlage φ) verfügen.

Besonders geeignet für diesen Ansatz sind bereits heute geplante und umgesetzte Microgrids. Sie sind in der Lage, sich kontrolliert vom Netz zu trennen, wenn der Betreiber dies möchte. Auch ein stabiler Betrieb sowie eine Resynchronisation sind möglich. Die definierte Kuppelstelle ist mit entsprechenden Schutzeinrichtungen ausgestattet und stimmt meist mit der Eigentums- und Verantwortlichkeitsgrenze überein. Microgrids müssten in der Zukunft zusätzlich noch in der Lage sein, auch eine *unvorhergesehene* Trennung vom Netz und damit einhergehend zunächst nicht ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanzen zu bewältigen. Durch Überwachung der Kuppelstelle kann dann auf ein wiederkehrendes Netz der öffentlichen Versorgung resynchronisiert und somit ein Wiederaufbau gestützt werden.

10.5 Anwendung einer kaskadierten Inselnetzerkennung nach Größe der Anlagen

In Versorgungsnetzen, in denen relativ große EZA ans 0,4-kV-Netz angeschlossen sind (z.B. im Bereich von $P_n > 100$ kW), könnte eine kaskadierte Inselnetzerkennung sinnvoll sein. Der Einsatz von Mitnahmeschaltungen könnte zunächst alle größeren EZA vom Netz trennen. Dies wird beispielsweise auch in [79] und [35] empfohlen. Die dadurch entstehenden Schwankungen in Frequenz und Spannung sollten ausreichen, um passive Inselnetzerkennungssysteme von eventuell vorhandenen rotierenden Generatoren zu aktivieren (z.B. durch ROCOF, ROCOFOP oder $f(t)$). Die verbleibenden EZA vom Typ 2 sind anschließend in der Lage, durch ihre Verfahren ebenfalls eine Abschaltung zu erreichen ohne dabei durch verbleibende Massenträgheitsmomente beeinträchtigt zu werden.

10.6 Vorgaben zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

Wie im Abschnitt 3.5 beschrieben, vergrößert sich die NDZ von Synchrongeneratoren stark, wenn diese mit einem Erregersystem betrieben werden, das die Klemmenspannung und nicht die Blindleistung regelt. Es wird daher empfohlen, auf ein solches Verhalten im 0,4-kV-Netz zu verzichten oder die Zeitkonstanten so zu wählen, dass die Inselnetzerkennung davon nicht betroffen ist ($T > 5 \dots 10$ s). Dies gilt auch für die mögliche Einführung einer $Q(U)$ -Regelung für EZA vom Typ 2 und generell bei der Spannungsregelung.

Generell sollte vor Einführung einer neuen Spannungs- oder Frequenzregelung eine Prüfung auf Veränderungen in der Inselnetzerkennung durchgeführt werden.

10.7 Behandlung von Erzeugungsanlagen, die weder Typ 1 noch Typ 2 entsprechen

In der Vorgängerstudie zur dynamischen Netzstützung wurde neben den beiden gängigen Erzeugungstypen 1 und 2 ein zusätzlicher Typ 3 eingeführt, der z.B. Stirlinggeneratoren, Asyn-

chrongeneratoren und Brennstoffzellenanlagen beinhaltet. Diese Erzeugungsanlagen kommen nicht häufig zum Einsatz und haben somit geringe Bedeutung für die Systemstabilität. Auch für diesen Typ gilt, dass der Anlagenschutz Vorrang vor einer Stützung des Netzes im Fehlerfall hat. Bei Anlagen mit Wasserstoff als primärem Energieträger gelten beispielsweise Normen zur Regelung von Gasströmen und Flammenüberwachung. Diese geben vor, dass bei Unterschreitung der 80 % U_{nN} Schwelle eine sofortige Abschaltung erfolgen muss. Damit können die Anlagen keine dynamische Netzstützung mehr erbringen. Solange die Anlagen während des Betriebs mit Überwachungssystemen entsprechend der VDE-AR-N 4105 ausgestattet sind, z.B. dreiphasige Spannungsüberwachung (nicht bei dreiphasigen Wechselrichtern) oder aktiven Methoden wie z.B. Impedanzmessung (Stirling- und Asynchrongeneratoren) oder Frequenz-Shift-Verfahren (bei dreiphasigen Wechselrichtern), stellt dies aus Sicht der Inselnetzerkennung keine Gefährdung dar.

Kapitel 11

Ausblick

Die Ergebnisse dieser Studie haben gezeigt, dass eine dynamische Netzstützung von EZA in 0,4-kV-Netzen mit einer effektiven Inselnetzerkennung vereinbar ist. Es wurde ein Lösungsvorschlag ausgearbeitet und dessen Eignung sowohl in Simulation als auch in praktischen Versuchen nachgewiesen. Die Problematik einer möglichen Außerkraftsetzung der Inselnetzerkennung durch eine dynamische Netzstützung wurde ausführlich analysiert und Fehlinterpretationen sind als äußerst unwahrscheinlich zu betrachten.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass auch in Zukunft noch Forschungsbedarf besteht, sollten sich die Bedingungen im 0,4-kV-Netz ändern. Sollte sich die gängige Praxis der Blindleistungseinspeisung aus EZA im Niederspannungsnetz von der derzeit gültigen $\cos \varphi(P)$ - hin zu einer $Q(U)$ -Regelung verändern, so ergibt sich dadurch zwangsläufig ein verändertes Verhalten bei einer Inselnetzbildung. Im Zuge einer geplanten Änderung sollten deshalb die Folgen berücksichtigt und untersucht werden.

Die dynamische Netzstützung wurde in dieser Studie, entsprechend den Vorgaben aus der Vorgängerstudie angenommen. Für den Fall, dass die in [1] vorgeschlagene Erweiterung der dynamischen Netzstützung aus einer Kombination von Wirk- und Blindleistung zukünftig zum Einsatz kommt, bedürfen die Ergebnisse aus Kapitel 8 einer Überprüfung und die Wirksamkeit der Inselnetzerkennung unter diesen Bedingungen muss erneut nachgewiesen werden.

Problematisch im Hinblick auf die Inselnetzerkennung bleiben weiterhin Netze mit einem hohen Anteil rotierender Generatoren (sowohl EZA Typ 1 als auch Asynchrongeneratoren o.Ä.). Durch ihre träge Masse schwächen sie die Frequenz-Shift-Methoden von Wechselrichtern. Belastbare Lösungen für diese Problematik müssen in der Praxis noch erprobt werden. Lösungsvorschläge, wie zum Beispiel Mitnahmeschaltungen oder eine Verbesserung passiver Inselnetzerkennungs-Methoden bei EZA vom Typ 1, wurden in diesem Bericht bereits angeregt. In Zukunft sollte hierzu eine detaillierte Untersuchung vorgenommen werden.

In Zukunft wird der Ausbau der dezentralen Energieerzeugung aus EZA vom Typ 2 weiter zunehmen. Der Anteil aktiver Inselnetzerkennungssysteme in Wechselrichtern gewinnt damit an Bedeutung. Die Auswirkungen für die Systemstabilität, die in Kapitel 7 vorgestellt wurden, müssen in Zukunft untersucht werden. Dafür müssen geeignete Modelle und Systemparameter gewählt werden, die belastbare Ergebnisse für einen hohen Anteil von Frequenz-Shift-Methoden und deren Folgen liefern. Eine effektive Inselnetzerkennung ist sinnvoll und wichtig, darf aber niemals zu Lasten der Systemstabilität erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [1] J. C. Boemer, J. L. R. Torres, E. van Ruitenbeek, K. Skaloumpakas, and M. A. van der Meijden, "Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall - Systemsicherheitsaspekte," Technische Universität Delft im Auftrag des Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE e.V., Tech. Rep., 2015.
- [2] J. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "An Investigation on the Nondetection Zones of Synchronous Distributed Generation Anti-Islanding Protection," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 2, pp. 593–600, April 2008.
- [3] *Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Std. DIN VDE V 0124-100:2012-07, 2012.
- [4] *Generators connected to the Low-Voltage Distribution Network.*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Std. VDE-AR-N 4105:2011-08, 2011.
- [5] M. Bakhshi, R. Noroozian, and G. Gharehpetian, "Anti-Islanding Scheme for Synchronous DG Units Based on Tufts-Kumaresan Signal Estimation Method," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 4, pp. 2185–2193, Oct 2013.
- [6] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, and A. Pigazo, "Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. Part I: Passive methods," in *EPE-PEMC 2006: 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, Proceedings*, 2007, pp. 1878–1883.
- [7] X. Zhu, G. Shen, and D. Xu, "Evaluation of AFD islanding detection methods based on NDZs described in power mismatch space," in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009*, 2009, pp. 2733–2739.
- [8] C.-C. Hou and Y.-C. Chen, "Active anti-islanding detection based on pulse current injection for distributed generation systems," *IET Power Electronics*, vol. 6, no. 8, pp. 1658–1667, Sep. 2013.
- [9] M. Xue, F. Liu, Y. Kang, and Y. Zhang, "Investigation of active islanding detection methods in multiple grid-connected converters," in *2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09*, vol. 3, 2009, pp. 2151–2154.
- [10] F. Liu, Y. Zhang, M. Xue, X. Lin, and Y. Kang, "Investigation and evaluation of active frequency drifting methods in multiple grid-connected inverters," p. 485, 2012.
- [11] *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, IEEE Std. 929-2000, 1991.

- [12] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. a. Kern, R. H. Bonn, and S. Gonzalez, "Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 3, pp. 290–296, 2000.
- [13] L. Lopes, "Analysis and comparison of islanding detection methods using a new load parameter space," in *30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004*, vol. 2. IEEE, 2004, pp. 1172–1177.
- [14] D. Schulz and R. Hanitsch, "Netzkopplung von PV-Anlagen, Teil 1: Passive Verfahren im Detail," *Erneuerbare Energien*, pp. 52–54, June 2001.
- [15] —, "Netzkopplung von PV-Anlagen, Teil 2: Aktive Verfahren zur Netzüberwachung," *Erneuerbare Energien*, pp. 50–51, July 2001.
- [16] —, "Netzkopplung von PV-Anlagen, Teil 3: Netzbeeinflussung durch Netzüberwachung," *Erneuerbare Energien*, pp. 50–52, August 2001.
- [17] *Selbsttätige Freischaltstelle für Photovoltaikanlagen einer Nennleistung < 4,6 kVA und einphasiger Paralleleinspeisung über Wechselrichter in das Netz der öffentlichen Versorgung*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Std. DIN VDE 0126, 1999.
- [18] *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigen-erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Std. DIN VDE V 0126-1-1, 2006.
- [19] A. Kitamura, M. Okamoto, F. Yamamoto, K. Nakaji, H. Matsuda, and K. Hotta, "Islanding phenomenon elimination study at rokko test center," in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on*, vol. 1, 1994, pp. 759–762 vol.1.
- [20] A. Kitamura, M. Okamoto, K. Hotta, K. Takigawa, H. Kobayashi, and Y. Ariga, "Islanding prevention measures: demonstration testing at Rokko Test center for Advanced Energy Systems," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE*, May 1993, pp. 1063–1067.
- [21] M. Redfern, O. Usta, and G. Fielding, "Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 3, pp. 948–954, July 1993.
- [22] M. Ropp, D. Joshi, R. Reedy, K. Davis, D. Click, and A. Shaffer, "New results for power line carrier-based islanding detection and an updated strengths and weaknesses discussion," in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, Jun. 2011, pp. 002 584–002 587. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6186476http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6186476
- [23] A. Cataliotti, V. Cosentino, N. Nguyen, P. Russotto, D. Di Cara, and G. Tine, "Hybrid passive and communications-based methods for islanding detection in medium and low voltage smart grids," in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*. IEEE, May 2013, pp. 1563–1567. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6635849>

- [24] R. Reedy, K. Davis, D. Click, M. Ropp, and A. Shaffer, "Power line carrier permissive as a simple and safe method of enabling inverter ride-through operation of distributed grid-tied photovoltaic systems," in *2011 IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications*. IEEE, Apr. 2011, pp. 209–212. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5764394>
- [25] A. Etxegarai, P. Eguía, and I. Zamora, "Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources," *International Conference on Renewable ...*, 2011. [Online]. Available: <http://www.icrepq.com/icrepq'11/580-etxegarai.pdf>
- [26] A. Cataliotti, A. Daidone, and G. Tine, "A Medium-Voltage Cables Model for Power-Line Communication," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 129–135, Jan. 2009. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4711079>
- [27] A. Cataliotti, D. Di Cara, and G. Tine, "Model of line to shield power line communication system on a Medium Voltage network," in *2010 IEEE Instrumentation & Measurement Technology Conference Proceedings*. IEEE, 2010, pp. 1459–1462. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5488101<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5488101>
- [28] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. D. Cara, and G. Tine, "Simulation of a power line communication system in medium and low voltage distribution networks," in *2011 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. IEEE, Sep. 2011, pp. 107–111. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6090429>
- [29] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, and G. Tine, "Simulation and Laboratory Experimental Tests of a Line to Shield Medium-Voltage Power-Line Communication System," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2829–2836, Oct. 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6026242>
- [30] A. Cataliotti, D. Di Cara, R. Fiorelli, and G. Tine, "Power-Line Communication in Medium-Voltage System: Simulation Model and Onfield Experimental Tests," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 1, pp. 62–69, Jan. 2012. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6070996<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6070996>
- [31] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, and G. Tine, "Oil-Filled MV/LV Power-Transformer Behavior in Narrow-Band Power-Line Communication Systems," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 61, no. 10, pp. 2642–2652, Oct. 2012. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6266737>
- [32] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, P. Russotto, and G. Tine, "On the use of narrow band power line as communication technology for medium and low voltage smart grids," in *2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings*. IEEE, May 2012, pp. 619–623. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6229503>
- [33] H. Kobayashi and K. Takigawa, "Statistical evaluation of optimum islanding preventing method for utility interactive small scale dispersed PV systems," in *Photovoltaic Energy*

- Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on*, vol. 1, Dec 1994, pp. 1085–1088 vol.1.
- [34] M. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, “Determination of the curvature derating factor for the Georgia Tech Aquatic Center photovoltaic array,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, Sep 1997, pp. 1297–1300.
- [35] A. Woyte, K. De Brabandere, D. Van Dommelen, R. Belmans, and J. Nijs, “International harmonization of grid connection guidelines: adequate requirements for the prevention of unintentional islanding,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, no. 6, pp. 407–424, Sep. 2003. [Online]. Available: <http://doi.wiley.com/10.1002/pip.503>
- [36] H. Kobayashi, K. Takigawa, E. Hashimoto, A. Kitamura, and H. Matsuda, “Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE*, Oct 1991, pp. 695–700 vol.1.
- [37] M. Ropp, “Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems, Ph.D. dissertation,” Ph.D. dissertation, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, 1998.
- [38] D. Handran, R. Bass, F. Lambert, and J. Kennedy, “Simulation of distribution feeders and charger installation for the Olympic electric tram system,” in *Computers in Power Electronics, 1996., IEEE Workshop on*, Aug 1996, pp. 168–175.
- [39] T. Grebe, “Application of distribution system capacitor banks and their impact on power quality,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 32, no. 3, pp. 714–719, May 1996.
- [40] M. Redfern, J. Barrett, and O. Usta, “A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 3, pp. 1249–1254, Jul 1995.
- [41] C. Ten and P. Crossley, “Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation,” in *Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on*, March 2008, pp. 523–528.
- [42] S. K. Chakravarthy and C. V. Nayar, “Determining the Frequency Characteristics of Power Networks Using ATP,” pp. 341–353, 1997.
- [43] A. J. Collin, G. Tsagarakis, A. E. Kiprakis, and S. McLaughlin, “Multi-scale Modelling to Maximise Demand Side Management,” University of Edinburg, School of Engineering, April 2014. [Online]. Available: <http://www.see.ed.ac.uk/drupal/desimax/publications/>
- [44] S. Yuyama, T. Ichinose, K. Kimoto, T. Itami, T. Ambo, C. Okado, K. Nakajima, S. Hojo, H. Shinohara, and S. Ioka, “A high speed frequency shift method as a protection for islanding phenomena of utility interactive PV systems,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 35, no. July 1993, pp. 477–486, Sep. 1994. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0927024894901767>
- [45] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, “Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems,” *Progress in Photovoltaics: Research*

- and Applications*, vol. 7, no. 1, pp. 39–59, Jan. 1999. [Online]. Available: <http://doi.wiley.com/10.1002/%28SICI%291099-159X%28199901/02%297%3A1%3C39%3A%3AAID-PIP246%3E3.0.CO%3B2-J>
- [46] A. Woyte, R. Belmans, and J. Nijs, “Islanding of grid-connected AC module inverters,” *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)*, pp. 1683–1686, 2000.
- [47] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, “Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 810–816, 1999.
- [48] W. I. Bower and M. Ropp, “Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems,” Sandia National Laboratories, Tech. Rep. November, 2002.
- [49] *Individual Test Method of Grid-connected Protective Equipment etc. for Multi-unit Grid-connected PV Power Generating Systems*, Japan Electrical Safety and Environment Technology Laboratories, JET Std. JETGR0003-4-1.0, 2011. [Online]. Available: <http://www.jet.or.jp/en/products/protection/>
- [50] A. Ellis, S. Gonzalez, Y. Miyamoto, M. Ropp, D. Schutz, and T. Sato, “Comparative analysis of anti-islanding requirements and test procedures in the United States and Japan,” in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. IEEE, Jun. 2013, pp. 3134–3140.
- [51] Y. Miyamoto, “Technology for high penetration residential PV systems on a distribution line in Japan,” Dec. 2012, presentation at Workshop on PV Integration in Distribution Networks, Berlin.
- [52] X. Wang and W. Freitas, “Impact of Positive-Feedback Anti-Islanding Methods on Small-Signal Stability of Inverter-Based Distributed Generation,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 3, pp. 923–931, Sept 2008.
- [53] D.-I. J. Scheffler, “Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,” Ph.D. dissertation, TU Chemnitz, 2002.
- [54] A. Meyer, “Analyse von Niederspannungsnetzen in klein- und mittelständischen Versorgungsgebieten,” in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. H. 11 Jg. 32, 1982, pp. 967–975.
- [55] W. Banschbach, “Sanierung und Erneuerung von Niederspannungsnetzen Teil I,” in *Ertüchtigung von Verteilungsnetzen*, vol. ETG-Fachbericht 58, 1995, Berlin.
- [56] G. Kerber, U. Wagner, and R. Witzmann, “Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,” Ph.D. dissertation, TU München, 2011. [Online]. Available: <http://mediatum.ub.tum.de/doc/998003/998003.pdf>
- [57] D.-I. M. Mohrmann, D.-I. G. Schröder, and P. D.-I. habil. Lutz Hofmann, “Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen,” International ETG-Kongress, Tech. Rep., 2013.

- [58] K. Heuck, K. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*, 9th ed. Vieweg: Springer, 2013. [Online]. Available: <http://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-8348-2174-4.pdf>
- [59] K. F. AG. (2015, May) Freileitungen (N)FA2X nach VDE 0274 (Z). [Online]. Available: <http://www.faberkabel.de/upload/datenblaetter/Datenblaetter/DE/DBL-NFA2X.PDF>
- [60] A. Collin, J. Acosta, B. Hayes, and S. Djokic, “Component-based aggregate load models for combined power flow and harmonic analysis,” in *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*, Nov 2010, pp. 1–10.
- [61] A. Collin, G. Tsagarakis, A. Kiprakis, and S. McLaughlin, “Multi-scale electrical load modelling for demand-side management,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, Oct 2012, pp. 1–8.
- [62] G. Tsagarakis, A. Collin, and A. Kiprakis, “Modelling the electrical loads of UK residential energy users,” in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, Sept 2012, pp. 1–6.
- [63] A. Collin, G. Tsagarakis, A. Kiprakis, and S. McLaughlin, “Development of Low-Voltage Load Models for the Residential Load Sector,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 5, pp. 2180–2188, Sept 2014.
- [64] H. Becker, V. Gerhold, E. Ortjohann, and B. Voges, “Entwicklung, Aufbau und erste Testerfahrung mit einer Prüfeinrichtung zum Test der automatischen Netzüberwachung bei netzgekoppelten Wechselrichtern.”
- [65] A. Collin, I. Hernando-Gil, J. Acosta, and S. Djokic, “An 11 kV steady state residential aggregate load model. Part 1: Aggregation methodology,” in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, June 2011, pp. 1–8.
- [66] IEEE, “Load representation for dynamic performance analysis [of power systems],” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.
- [67] D. Schulz and R. Hanitsch, “Inselnetzbildung erkennen und verhindern,” *Erneuerbare Energien*, pp. 60–63, April 2001.
- [68] —, “Islanding Detection in Germany: current standards and development,” in *17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Munich, Germany, October 2001, CD.
- [69] K. N. E. K. Ahmad, N. A. Rahim, J. Selvaraj, A. Rivai, and K. Chaniago, “An effective passive islanding detection method for PV single-phase grid-connected inverter,” *Solar Energy*, vol. 97, pp. 155–167, 2013.
- [70] F.-S. Pai and S.-J. Huang, “A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 4, pp. 346–351, Dec 2001.
- [71] W. Freitas, Z. Huang, and W. Xu, “A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 1, pp. 57–63, Jan 2005.

- [72] J. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "Evaluation of the distributed generators frequency protection due to changes in the anti-islanding requirements," in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 2006, pp. 6 pp.–.
- [73] —, "Performance of frequency relays for distributed generation protection," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 3, pp. 1120–1127, July 2006.
- [74] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control and Applications*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2010.
- [75] M. Dietmannsberger and D. Schulz, "Ancillary services and dynamic behavior of inverters connected to the low voltage grid," in *Compatibility and Power Electronics (CPE), 2015 9th International Conference on*, June 2015, pp. 49–56.
- [76] J. Vieira, W. Freitas, and D. Salles, "Characteristics of voltage relays for embedded synchronous generators protection," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 1, no. 3, pp. 484–491, May 2007.
- [77] Entso-E and Eurelectric, "Deterministic frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions," ENTSO-E, Tech. Rep. December, 2011.
- [78] EIRGRID, "Ensuring a Secure , Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment June 2011," EIRGRID, Tech. Rep. June, 2011.
- [79] S. Laudahn, B. Engel, T. Bülo, H. Knopf, M. Victor, G. Bettenwort, V. Sakschewski, and J. Jahn, "Einfluss aktiver Inselnetzerkennung mittels Frequenz-Shift auf den Netzschutz und die Netzstabilität," in *Internationaler ETG-Kongress 2013 (ETG-FB 139)*, Berlin, Nov. 2013.
- [80] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom," ÜNB Deutschland, Tech. Rep. zweiter Entwurf, 2014.
- [81] *Feuerungsautomaten für Brenner und Brennstoffgeräte für gasförmige oder flüssige Brennstoffe*, Deutsches Institut für Normung e.V., Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik im DIN, DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Normenausschuss Gastechnik im DIN Std. DIN EN 298:2012-11, 2012.
- [82] *Sicherheits-, Regel- und Steuereinrichtungen für Gasbrenner und Gasgeräte - Allgemeine Anforderungen*, Deutsches Institut für Normung e.V., Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik im DIN, Normenausschuss Gastechnik im DIN Std. DIN EN 13 611:2011-12, 2011.