



**SERVICES**

**P2136**

**Ermittlung der Beeinflussung der  
Erkennung ungewollter  
Inselnetze durch die PRNB**

**Vorbereitet für:**

**FNN im VDE**

**Bismarckstraße 33, 10625 Berlin**

**Herausgeber:**

**DIG SILENT GmbH, 3.11.2023**

**POWER SYSTEM SOLUTIONS**  
MADE IN GERMANY



**DIgSILENT GmbH**

Heinrich-Hertz-Straße 9  
D-72810 Gomaringen  
Tel.: +49 7072 9168 - 0  
Fax: +49 7072 9168- 88  
<http://www.digsilent.de>

**Kontakt**

Sebastian Palm  
T: +49 (0)7072 9168-326  
[s.palm@digsilent.de](mailto:s.palm@digsilent.de)

Alle Rechte vorbehalten, Copyright © DIgSILENT, 2023.

Wenn nicht anders angegeben, ist der Inhalt dieses Berichts Eigentum der DIgSILENT GmbH. Dies schließt den Inhalt in Form von Text, Grafiken, Logos, Bilder und angehängte Dokumente, sowie das Design und das Layout des Berichts ein. Jede unerlaubte Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Wiedergabe ist streng verboten und stellt eine Verletzung des Urheberrechts dar.

# Revisionsverlauf des Dokuments

<b>Version</b>	<b>Status</b>	<b>Datei</b>	<b>Ausgegeben</b>	<b>Erstellt von</b>	<b>Geprüft von</b>
01	Entwurf für Revision	Projektbericht	03.11.2023	S. Palm	M. Schmieg

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>MODELLIERUNG</b>	<b>7</b>
2.1	MODELLIERUNG DER DEA	7
2.1.1	<i>Erläuterung des Modells</i>	7
2.1.2	<i>Bildung der Untersuchungsszenarien</i>	8
2.2	ENTKUPPLUNGSSCHUTZ UND DETEKTIONSVERFAHREN	9
2.2.1	<i>Entkupplungsschutz (NA-Schutz)</i>	10
2.2.2	<i>Rate of Change of Frequency (RoCoF)</i>	10
2.2.3	<i>Frequenz-Shift</i>	11
2.3	ELEKTRISCHE LASTEN	11
2.3.1	<i>Parallelschaltung aus R, L und C</i>	11
2.3.2	<i>Parallelschaltung aus R und L</i>	12
2.4	NETZTOPOLOGIE	12
<b>3</b>	<b>VERFAHREN ZUR ERMITTLUNG UND BEWERTUNG DER NDZ</b>	<b>14</b>
3.1	VERFAHRENSWEISE ZUR BESTIMMUNG DER NDZ	14
3.2	BEWERTUNGSPARAMETER DER NDZ	15
3.2.1	<i>Wirksamkeit der Detektion</i>	15
3.2.2	<i>Geschwindigkeit der Detektion</i>	15
<b>4</b>	<b>UNTERSUCHUNG DER NDZ</b>	<b>17</b>
4.1	NDZ OHNE ZUSÄTZLICHE DETEKTIONSVERFAHREN	17
4.1.1	<i>RLC-Last</i>	17
4.1.2	<i>RL-Last</i>	18
4.2	NDZ MIT ZUSÄTZLICHEN DETEKTIONSVERFAHREN	22
4.2.1	<i>NDZ mit RoCoF</i>	22
4.2.2	<i>NDZ mit Frequenz-Shift</i>	25
4.3	NDZ IM CIGRÉ BENCHMARK VERTEILNETZ	30
<b>5</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>32</b>
<b>6</b>	<b>REFERENZEN</b>	<b>33</b>

# Abkürzungsverzeichnis

DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EL	Elektrische Last
EMT	Electromagnetic Transients (Elektromagnetische Vorgänge)
FRT	Fault Ride Through (Fähigkeit zum Durchfahren von Fehlern)
NA-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
NDZ	Nichtdetektierbare Zone
NS	Niederspannung
PLL	Phase-Locked-Loop (Phasenregelschleife)
PRNB	netzsicherheitsbasierte Primärregelung
PWM	Pulsweitenmodulation
RL	Elektrische Last mit Widerstand und Induktivität
RLC	Elektrische Last mit Widerstand, Induktivität und Kapazität

# 1 Einleitung

Durch die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung im elektrischen Versorgungsnetz müssen in zunehmendem Maße auch kleinere Erzeugungsanlagen in Mittel- aber auch Niederspannungsnetzen an den Systemdienstleistungen beteiligt werden. Ein wesentlicher Beitrag dabei ist die Reaktion im Fall von Abweichungen der Netzfrequenz von der Nennfrequenz, da dies im Verbundbetrieb ein Hinweis auf eine nicht ausgeglichene Wirkleistungsbilanz darstellt. Im Zuge der Novellierung der VDE-AR-N 4105 [1], welche die Anschlussrichtlinie für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in der Niederspannung (NS) darstellt, wird dazu eine netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB) gefordert, die über die bisherigen Anforderungen bezüglich Statik und Geschwindigkeit hinausgeht. In Untersuchungen [2] wurde bereits gezeigt, dass eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion (im Folgenden  $P(f)$ -Vorgabe bezeichnet) die Wahrscheinlichkeit des Auftretens ungewollter elektrischer Inselnetze erhöhen kann.

In dieser Studie soll daher der Einfluss einer angepassten PRNB auf die Nichtdetektierbare Zone (NDZ) im Niederspannungsnetz untersucht werden. Der Fokus liegt insbesondere auf dem Vergleich des Verhaltens bereits im Netz befindlicher Anlagen mit Anlagen, die mit den neuen Anforderungen ausgestattet sind.

Die folgenden Aufgaben wurden dazu bearbeitet und werden im Folgenden vorgestellt:

- Erweiterung und Anpassung des EMT-Simulationsmodells entsprechend der Vorgaben der PRNB. Grundlage dafür ist das EMT-Simulationsmodell aus der Dissertation von S. Palm [2].
- Bestimmung der Nichtdetektierbaren Zone (NDZ) unter Variation verschiedener Parameter:
  - Verschiedene Reaktionsgeschwindigkeiten (Verzögerungen) der PRNB
  - Analyse der NDZ ohne zusätzliche Detektionsverfahren, mit RoCoF und mit Frequenz-Shift
  - Untersuchung mit einer 1-Sammelschienen-Anordnung, angelehnt an die VDE 0126-2 [3] sowohl mit RLC- als auch mit RL-Last
  - Ausgewählte Untersuchungen im Cigré-Benchmark Verteilnetz
- Koordination der Modelldarstellung und Testbedingungen mit den studienbegleitenden Laborversuchen bei ELENIA (kein Teil des Berichts)

## 2 Modellierung

Zur Untersuchung des Verhaltens der DEA in elektrischen Inselnetzen werden zahlreiche Simulationen durchgeführt. Dabei sind vier Kernpunkte von besonderer Bedeutung, auf die im Folgenden näher eingegangen wird:

1. Modellierung der DEA
2. Entkuppungsschutz und Detektionsverfahren
3. Elektrische Lasten
4. Netztopologie

### 2.1 Modellierung der DEA

Für die Modellierung der DEA wird als Grundlage das EMT-Simulationsmodell aus der Dissertation [2] benutzt und um die Vorgaben der PRNB erweitert. Eine schematische Darstellung der Modellierung ist in Abbildung 1 dargestellt.

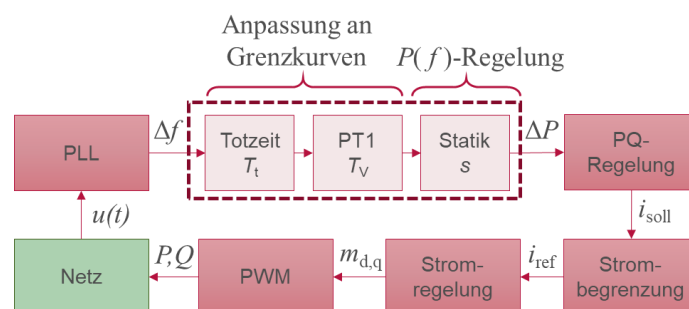


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Modellierung der DEA

#### 2.1.1 Erläuterung des Modells

Die roten Blöcke in Abbildung 1 modellieren das Verhalten der DEA ausgehend von der Spannungsmessung an den Anschlussklemmen bis zur Einspeisung von Wirk- und Blindleistung in das Netz. Die dunkelroten Blöcke mussten dabei nicht angepasst werden und konnten aus dem Simulationsmodell der Dissertation übernommen werden. Diese Blöcke modellieren die grundlegende Regelung innerhalb des Wechselrichters:

- **PLL**: Phase-Locked-Loop, mit der die Netzfrequenz und der Referenzwinkel der Spannung ermittelt wird.
- **PQ-Regelung**: Ermittlung des Sollstromes, der bei der anliegenden Spannung benötigt wird um eine vorgegebene Wirk- und Blindleistung zu erzielen.

- Strombegrenzung: Reduktion der Soll- auf die Referenzströme, falls die Sollströme den Wechselrichter thermisch überlasten würden (in der Regel Begrenzung auf Nennstrom).
- Stromregelung: Erzeugung der Modulationssignale für die Pulsweitenmodulation (PWM) aus den Referenzströmen in d- und q-Komponenten.
- PWM: Erzeugung der Ausgangsspannung des Wechselrichters, welche durch den auftretenden Spannungsfall über der Anschlussreaktanz zur Einspeisung eines definierten Stroms in das Netz führt.

Die hellroten Blöcke wurden ergänzt und ermöglichen die Realisierung der PRNB. Mit der Statik wird, in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung, ermittelt wie stark die Wirkleistung abgeregelt werden muss. In dieser Studie wird eine Statik von 2,5 % eingesetzt und die Abregelung beginnt ohne Totband bereits bei einer Überschreitung von 50 Hz, um den worst-case zu betrachten. Die abzuregelnde Leistung in Prozent ergibt sich mit Gl. (1). Eine vollständige Abregelung tritt damit bei 51,25 Hz auf.

$$\Delta P_{\%} = \left( \frac{f}{50 \text{ Hz}} - 1 \right) \cdot 4000 \% \quad (1)$$

Zusätzlich zum Betrag der Abregelung wird mit der Novellierung der Anschlussrichtlinie nun auch detaillierter die Geschwindigkeit der Abregelung vorgegeben. Während bislang nur eine Anschlagzeit  $\leq 2$  s und eine Einschwingzeit von maximal 20 s vorgegeben wurde, werden nun Grenzkurven vorgegeben, innerhalb derer die Abregelung der Wirkleistung erfolgen muss. Um verschiedene Kurven innerhalb (aber auch außerhalb) dieser Grenzkurven einstellen zu können, wurden die beiden Blöcke „Totzeit“ und „PT1“ im Modell ergänzt. Mit diesen ist es möglich, unter Beibehaltung der Parameter der PLL und der Leistungs- und Stromregelung, verschiedene Reaktionsgeschwindigkeiten der PRNB einzustellen.

## 2.1.2 Bildung der Untersuchungsszenarien

Durch unterschiedliche Einstellungen der Totzeit  $T_t$  und der PT1-Verzögerung  $T_v$  wurden verschiedene Szenarien aufgestellt, die in Tabelle 1 zusammengefasst sind. Nur die Szenarien A und B halten dabei die vorgegebenen Grenzkurven der vorgeschlagenen PRNB ein, wie in Abbildung 2 und Abbildung 3 zu sehen ist. Alle Szenarien von A bis G können dem Verhalten heute bereits im Netz befindlicher Anlagen entsprechen, da diese unterhalb der aktuell gültigen maximalen An- und Einschwingzeiten liegen.

Tabelle 1: Szenarien der Studie

Szenario	Totzeit $T_t$ in ms	PT1 $T_V$ in ms	Erläuterung
Ref	Keine $P(f)$ -Vorgabe		Referenzfall zur Bewertung des Einflusses der PRNB
A	10	100	Zulässiges Verhalten nach neuer PRNB
B	25	20	Zulässiges Verhalten nach neuer PRNB
C	100	20	Mögliches aktuelles Verhalten mit erhöhter Totzeit
D	300	20	Mögliches aktuelles Verhalten mit erhöhter Totzeit
E	500	20	Mögliches aktuelles Verhalten mit erhöhter Totzeit
F	10	300	Mögliches aktuelles Verhalten mit erhöhter Verzögerung
G	10	500	Mögliches aktuelles Verhalten mit erhöhter Verzögerung

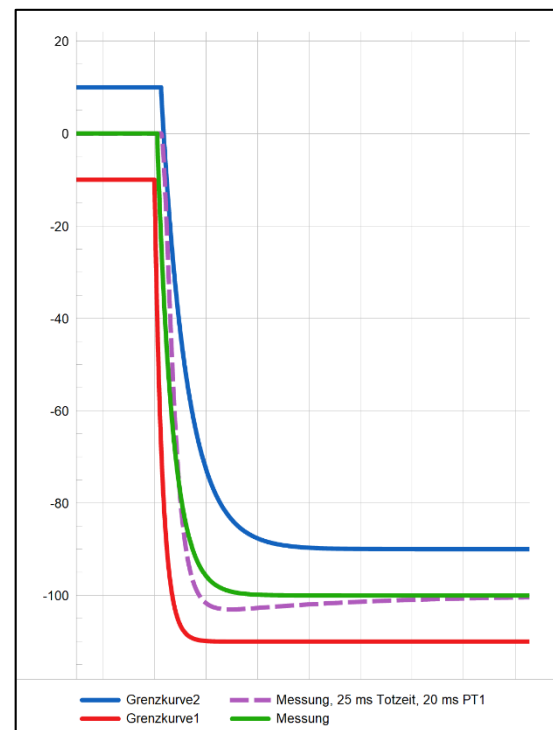
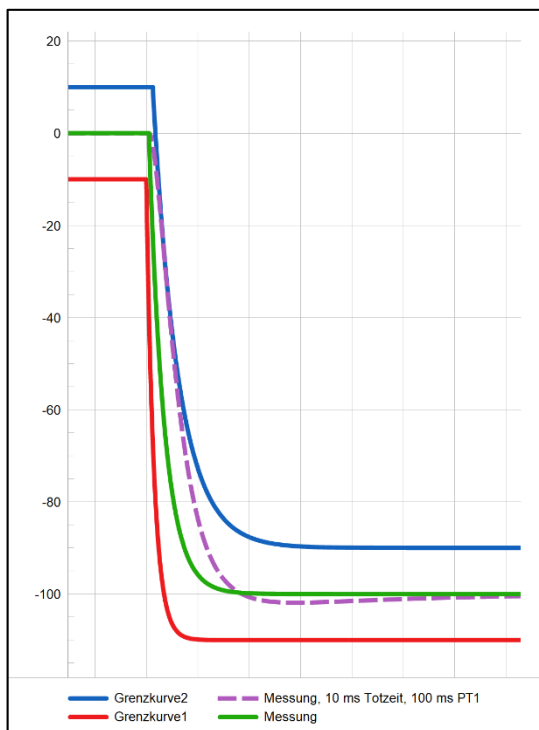


Abbildung 2: Wirkleistungsreduktion in Szenario A    Abbildung 3: Wirkleistungsreduktion in Szenario B

## 2.2 Entkopplungsschutz und Detektionsverfahren

Jede DEA, die am Netz angeschlossen wird, muss über einen Entkopplungsschutz und weitere Methoden zur Identifikation von Inselnetzzuständen verfügen. Im Folgenden werden der grundlegende Entkopplungsschutz (NA-Schutz) und die beiden Detektionsverfahren „Rate of Change of Frequency“ (RoCoF) und der „Frequenz-Shift“ erläutert.

## 2.2.1 Entkopplungsschutz (NA-Schutz)

Der Entkopplungsschutz von DEA beinhaltet standardmäßig die Schutzkriterien Über- und Unterspannung sowie Über- und Unterfrequenz. Mit den Anforderungen aus der Novellierung der VDE-AR-N 4105 gelten die Stufen, Grenzwerte und Abschaltzeiten in Tabelle 2 in der Spalte „Umrichter NEU“. Im Vergleich zu den bisherigen Einstellungen („Umrichter ALT“) zeigt sich, dass insbesondere die Abschaltzeiten einiger Stufen vergrößert wurden. Dies ergibt sich aus der Notwendigkeit diese Anlagen auch in Störungsfällen länger am Netz zu belassen und damit die Stabilität des Gesamtsystems zu unterstützen. Ein wichtiger Punkt ist die starke Verzögerung des Frequenzsteigerungsschutzes  $f >$  auf 5 s, damit sich die Anlagen trotz Überangebot an Wirkleistung nicht vom Netz trennen und stattdessen ihre Leistungsabgabe entsprechend der geforderten Statik abregeln. Um bei Extremereignissen dennoch eine schnelle Abschaltung zu ermöglichen, wurde im Vergleich zu den bisherigen Vorgaben eine zusätzliche Stufe  $f >>$  eingeführt.

Tabelle 2: Einstellwerte für den NA-Schutz

Schutzfunktion	Umrichter NEU		Umrichter ALT	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	1,25 Un	≤ 200 ms		≤ 100 ms
Spannungssteigerungsschutz $U >$	1,10 Un	≤ 3 s		≤ 100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,8 Un	3,0 s		
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	0,45 Un	300 ms		
Frequenzrückgangsschutz $f <$	47,5 Hz	2000 ms		≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	51,5 Hz	5000 ms		≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	52,6 Hz	200 ms		

## 2.2.2 Rate of Change of Frequency (RoCoF)

Dieses Detektionsverfahren überwacht den Frequenzgradienten der Spannung, um zu entscheiden, ob ein ungewolltes Inselnetz aufgetreten ist oder nicht. Verfahren wie die kontinuierliche Fourier-Transformation oder ein Phasenregelkreis (PLL) werden verwendet, um die Frequenz und die Geschwindigkeit, mit der sich diese ändert, zu ermitteln. Wie später gezeigt wird, führt das Auftreten eines Inselnetzes oftmals zu einer Frequenzänderung. Da diese Änderung aufgrund der geringen Trägheit im elektrischen Inselnetz relativ schnell erfolgt, kann sie als Kriterium für eine Erkennung verwendet werden, die sogar schon vor der Verletzung der Schwellenwerte für Über- und Unterfrequenz ansprechen kann.

Damit Schwankungen der Netzfrequenz, die nicht infolge einer Inselnetzbildung auftreten, nicht zu Fehlauflösungen führen, wird ein Schwellenwert festgelegt. Für die Untersuchungen in dieser Studie wurde der Schwellenwert mit 20 Hz/s hoch angesetzt, um eine klare Unterscheidung zu Prozessen im normalen Netzbetrieb zu gewährleisten.

## 2.2.3 Frequenz-Shift

Beim Frequenz-Shift wird aktiv versucht, die Frequenz des Netzes zu verändern. Ziel ist es, die Grenzwerte des Frequenzschutzes zu verletzen, nachdem eine ungewollte Insel aufgetreten ist [4, 5, 6, 7]. Die Periodendauer des einzuspeisenden Stroms wird je nach Richtung der Frequenzabweichung im Netz etwas kürzer oder etwas länger als diejenige der Spannung an den Klemmen der DEA eingestellt. Wenn die DEA in ein schwaches Netz einspeist (z. B. ein elektrisches Inselnetz), dann folgt die Netzspannung der veränderten Frequenz des eingespeisten Stroms was eine Änderung der Netzfrequenz auslöst. Dies führt schließlich zu einer Unterbrechung aufgrund einer Über- oder Unterfrequenzauslösung, wenn die Frequenz stark genug abgedriftet ist.

Problematisch für dieses Detektionsverfahren sind elektrische Inseln, in denen ein Schwingkreis mit einem hohen Gütefaktor (Q-Faktor, mitunter auch Qualitätsfaktor  $Q$ ) und einer Resonanzfrequenz nahe 50 Hz auftritt. Dies kann dazu führen, dass die Frequenz der Spannung stabilisiert wird und die Methode somit nur eingeschränkt wirksam ist.

Für dreiphasige Wechselrichter wird der Frequenz-Shift in der Regel durch eine Phasenwinkeltransformation der Sollströme  $i_{d\text{ref}}$  und  $i_{q\text{ref}}$  erreicht, da eine gezielte Totzeit pro Phase nicht ohne weiteres realisierbar ist [5, 7, 8]. Dabei wird nach Gl. (2) ein Phasenversatz  $\varphi_f$  abhängig von der Frequenzabweichung bestimmt. Die Umsetzung erfolgt per Winkeltransformation in Gl. (3).

$$\varphi_f = \frac{\pi}{2} (cf_0 + K_f \cdot (f - f_n)) \quad (2)$$

$$\begin{aligned} i_{d\text{ref}}^* &= i_{d\text{ref}} \cdot \cos \varphi_f - i_{q\text{ref}} \cdot \sin \varphi_f \\ i_{q\text{ref}}^* &= i_{d\text{ref}} \cdot \sin \varphi_f + i_{q\text{ref}} \cdot \cos \varphi_f \end{aligned} \quad (3)$$

Im Rahmen dieser Studien wird die Gl. (2) mit den Parametern  $cf_0 = 0$  (kein Shift bei Nennfrequenz) und den beiden Varianten  $K_f = 0,1$  und  $K_f = 0,2$  (unterschiedlich starker Frequenz-Shift) eingesetzt.

## 2.3 Elektrische Lasten

In der Studie werden Untersuchungen für zwei verschiedene Arten elektrischer Lasten (EL) durchgeführt, die im Folgenden vorgestellt werden.

### 2.3.1 Parallelschaltung aus R, L und C

Die Parallelschaltung aus R, L und C als elektrische Last in Abbildung 4 stellt einen Parallelresonanzkreis dar. Sie wird standardmäßig als einziger Lasttyp in Prüfverfahren für Inselnetzdetektionsverfahren eingesetzt und oftmals als Worst-Case angenommen [3].

Die Wirkleistungsaufnahme dieser Last erfolgt nur durch den Widerstand und ist damit ausschließlich Spannungsabhängig, wie sich in Gl. (4) ablesen lässt.  $P_0$  und  $U_0$  stellen dabei die Wirkleistungsaufnahme

bei der Nenn- bzw. Referenzspannung dar. Die Blindleistungsaufnahme dieser Lastanordnung kann mit Gl. (5) abgebildet werden. Diese ist sowohl frequenz- als auch spannungsabhängig.

$$P_{RLC}(U) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \quad (4)$$

$$Q_{RLC}(U, f) = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \cdot \frac{f_0 - 4\pi^2 \cdot f^2 \cdot LC}{f - 4\pi^2 \cdot f \cdot f_0 \cdot LC} \quad (5)$$

### 2.3.2 Parallelschaltung aus R und L

In Abbildung 5 ist der zweite eingesetzte Lasttyp dargestellt, die Parallelschaltung aus R und L. Diese wird aktuell nicht in Prüfverfahren für die Inselnetzdetektion eingesetzt. Messungen haben jedoch ergeben, dass sich die Wirk- und Blindleistungsaufnahme vieler elektrischer Lasten und auch ganzer Ortsnetze besser mit diesem Lasttyp abbilden lässt [2].

Wie bei der RLC-Last ist auch für diesen Lasttyp die Wirkleistungsaufnahme nur von der Spannung (Gl. (6)) und die Blindleistungsaufnahme von Spannung und Frequenz abhängig (Gl. (7)). Diese Proportionalitäten entsprechen nicht den Zusammenhängen im Verbundbetrieb (dort gilt im Wesentlichen  $P \sim f$  und  $Q \sim U$ ), haben aber einen großen Einfluss auf die Vorgänge in einem elektrischen Inselnetz, wie in Kapitel 3 gezeigt wird.

$$P_{RL}(U) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \quad (6)$$

$$Q_{RL}(U, f) = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \cdot \left(\frac{f_0}{f}\right) \quad (7)$$

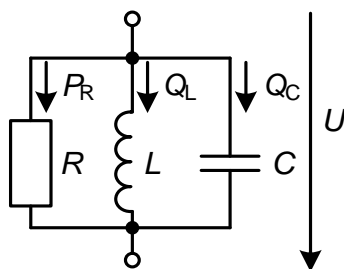


Abbildung 4: Parallelschaltung aus R, L und C

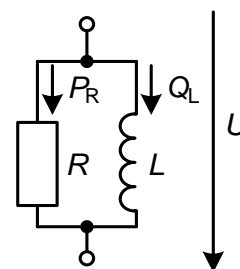


Abbildung 5: Parallelschaltung aus R und L

## 2.4 Netztopologie

Der Großteil der Untersuchungen wird an der **1-Sammelschienen-Anordnung** durchgeführt. Bei dieser Anordnung, welche auch im Inselnetz-Prüfverfahren eingesetzt wird [3], befinden sich die DEA, die EL und das zu Beginn noch verbundene Versorgungsnetz an einem gemeinsamen Anschlusspunkt. Zum

Zeitpunkt  $t_0 = 0$  s wird die Verbindung zum speisenden Netz getrennt und die Vorgänge im sich aus DEA und EL ergebenden Inselnetz beobachtet.

Einige ausgewählte Simulationen werden außerdem im **Cigré-Benchmark-Netz** für europäische Verteilnetze durchgeführt. Dabei beschränkt sich die Untersuchung auf den städtischen (linken) Teil des Benchmark-Netzes. Wie in Abbildung 6 dargestellt ist, wird dabei an jeder Station sowohl eine EL als auch eine DEA angeschlossen. Insgesamt kann damit der Vorgang der Inselnetzbildung mit 11 DEA untersucht werden. Es werden zwei unterschiedliche Parametersätze untersucht:

1. Im ersten Fall werden allen DEA die Parameter aus Szenario A zugewiesen.
2. Allen DEA werden leicht unterschiedliche Werte für die Totzeit und die Verzögerung im PT1-Glied aus Abschnitt 2.1 zugewiesen, um die Streuung beim Einsatz von Wechselrichtern verschiedener Hersteller nachzubilden. Eingesetzt werden die Parameter-Szenarien A,B, F und G.

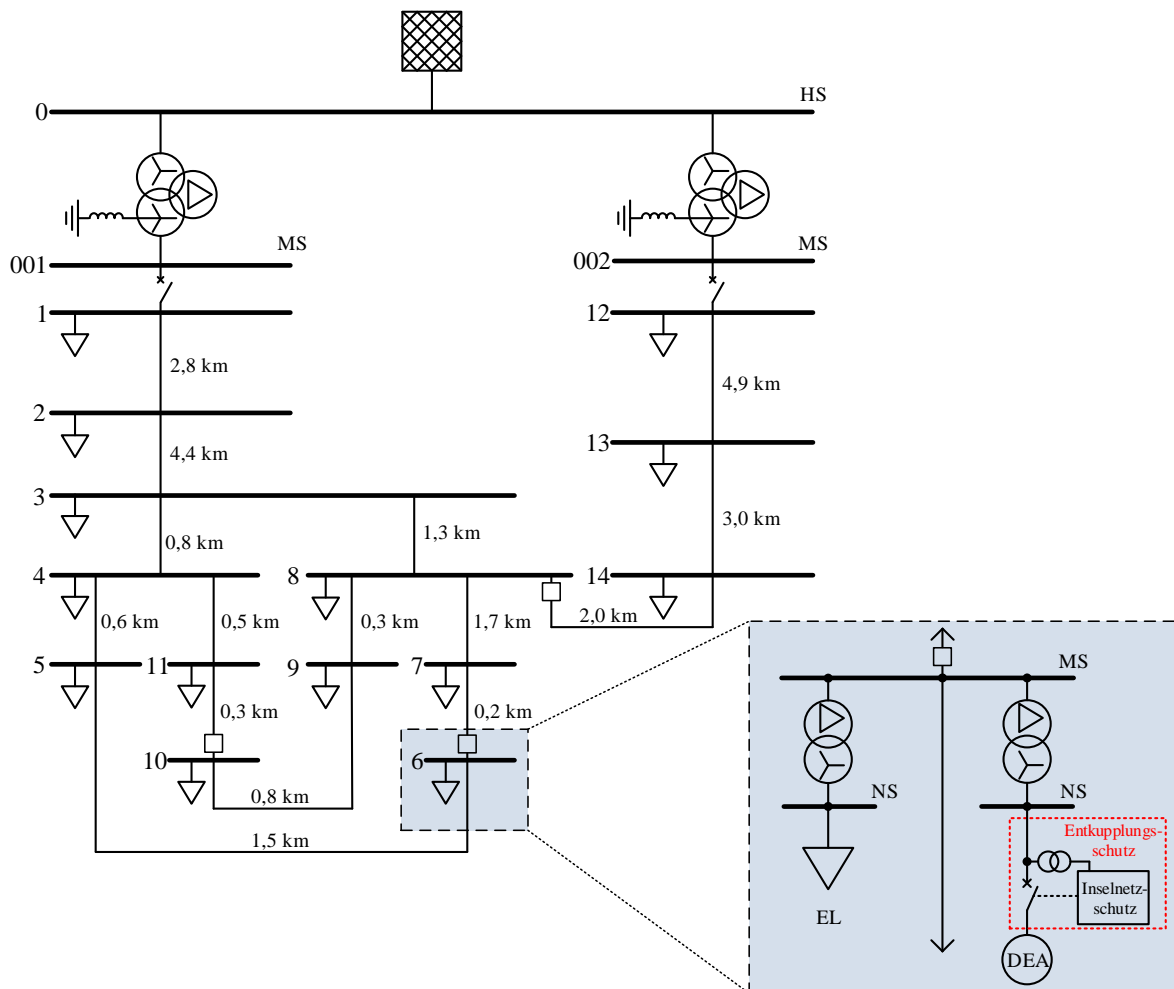


Abbildung 6: Schematische Darstellung des generischen Verteilnetzes, basierend auf dem Cigré - Benchmark-Netz (Darstellung entnommen aus [2])

## 3 Verfahren zur Ermittlung und Bewertung der NDZ

Mit dem DEA-Modell und den beiden Lasttypen wurden Untersuchungen zur Bildung ungewollter Inselnetze durchgeführt. Im Folgenden werden die Verfahrensweise der Simulationen und die Berechnung der Bewertungskriterien erklärt.

### 3.1 Verfahrensweise zur Bestimmung der NDZ

Für verschiedene Kombinationen von DEA und EL werden Simulationen mit mehr oder weniger ausgeglichener Wirk- und Blindleistung durchgeführt. Die DEA speist dabei zu Beginn jeder Simulation mit  $\cos(\varphi) = 0,95$  ein. Die EL wird so angepasst, dass ein definiertes Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch vorliegt. Dadurch variieren die vor der Inselbildung mit dem vorgelagerten Netz ausgetauschten Leistungen  $\Delta P$  und  $\Delta Q$  in den Gleichungen (8) und (9). Nicht nur die perfekt ausgeglichenen Fälle mit  $\Delta P \approx 0$  und  $\Delta Q \approx 0$ , sondern auch größere Wirk- und Blindleistungsdifferenzen werden berücksichtigt.

$$\Delta P = \sum_i P_{\text{DEA } i} - \sum_j P_{\text{EL } j} \quad (8)$$

$$\Delta Q = \sum_i Q_{\text{DEA } i} - \sum_j Q_{\text{EL } j} \quad (9)$$

Fälle, in denen eine elektrische Insel nicht innerhalb von 5 s beendet werden konnte, werden in dieser Studie der sogenannten **Non-Detection Zone (NDZ)** zugeordnet. Zur Veranschaulichung der NDZ werden üblicherweise die Verhältnisse  $P_{\text{EL}}/P_{\text{DEA}}$  und  $Q_{\text{EL}}/Q_{\text{DEA}}$  (oder für die RLC-Last  $Q/Q_c$ ) anstelle von  $\Delta P$  und  $\Delta Q$  verwendet, da das Verhältnis in Prozent leichter zu interpretieren und zu vergleichen ist. Die NDZ ist in Abbildung 7 schematisch dargestellt

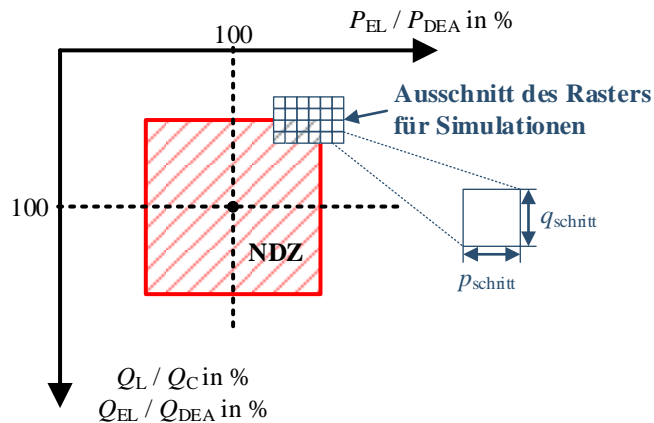


Abbildung 7: Schema einer Nichtdetektierbaren Zone (NDZ) mit einem Ausschnitt des Rasters für einen Simulationsdurchlauf (Darstellung entnommen aus [2])

## 3.2 Bewertungsparameter der NDZ

Um verschiedene NDZ miteinander vergleichen zu können, werden Bewertungsparameter benötigt, die eine schnelle Einschätzung ermöglichen. Dazu wurden in [2] zwei Parameter eingeführt, die im Folgenden vorgestellt werden.

### 3.2.1 Wirksamkeit der Detektion

Der erste Parameter  $A_{NDZ}$  ist ein Maß für die Größe der NDZ in den untersuchten Fällen. Der Parameter ergibt sich aus Gleichung (10). Die Gesamtfläche der NDZ,  $A_{NDZ}$ , erhält man dann durch Multiplikation der Anzahl nicht detektierter Last-/Erzeugerkombinationen ( $N_{NDZ}$ ) mit den Schrittweiten für Wirk- und Blindleistung ( $p_{schritt}$  und  $q_{schritt}$ ).

Um die Veränderung im Vergleich zu einem Referenzfall direkt abschätzen zu können, kann die bezogene Größe der NDZ (kurz  $SI_{NDZ}$ ) gemäß Gleichung (11) verwendet werden. Mit diesem Ansatz wird  $A_{NDZ}$  auf einen geeigneten Referenzwert bezogen.

$$A_{NDZ} = N_{NDZ} \cdot p_{schritt} \cdot q_{schritt} \quad (10)$$

$$SI_{NDZ} = \frac{A_{NDZ}}{A_{NDZ,ref}} \quad (11)$$

### 3.2.2 Geschwindigkeit der Detektion

Der zweite Bewertungsparameter ist die durchschnittliche Erkennungszeit  $t_b$ , die angibt, wie schnell erfolgreiche Detektionen waren. Um diese Zeit zu berechnen, muss die Summenhäufigkeitsfunktion der Detektionszeiten ermittelt werden. Die Summenhäufigkeitsfunktion stellt die Zeiten dar, nach denen eine elektrische Insel bei verschiedenen Kombinationen von Last und Erzeugung detektiert werden konnte. Dies ist in Abbildung 8 beispielhaft dargestellt. Ein Wert von  $F(2s) = 0,6$  bedeutet beispielsweise, dass

60 % aller untersuchten elektrischen Inseln nach zwei Sekunden erkannt wurden. Als Zeit bis zur erfolgreichen Erkennung nach der Trennung vom vorgelagerten Netz wurden in dieser Studie 5 s untersucht. Daher werden Erkennungen nach dieser Zeit nicht berücksichtigt.

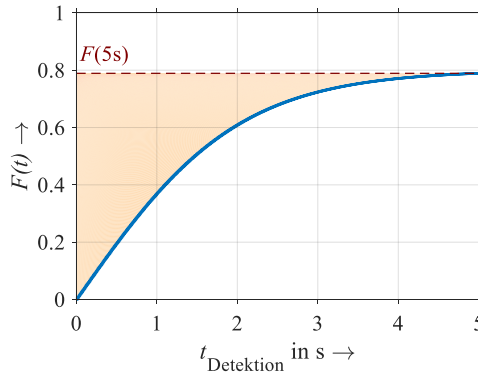


Abbildung 8: Beispiel einer Summenhäufigkeitsfunktion

Mit  $F(t)$  kann der zweite Bewertungsparameter  $t_D$  über Gleichung (12) als die durchschnittliche Zeit der erfolgreichen Inseldetektionen berechnet werden. Die Größe von  $t_D$  ist proportional zu dem in Abbildung 8 orange markierten Zeitbereich.

$$t_D = \frac{\int_0^{5s} (F(5s) - F(t)) dt}{F(5s)} \quad (12)$$

## 4 Untersuchung der NDZ

Mit der Modellierung aus Kapitel 2 und den Verfahren aus Kapitel 3 wurden die NDZ für verschiedene Szenarien und Detektionsmethoden bestimmt. Diese werden im Folgenden dargestellt und bewertet.

### 4.1 NDZ ohne zusätzliche Detektionsverfahren

Um die grundlegenden Einflüsse der beiden verschiedenen Lasttypen und der verschiedenen  $P(f)$ -Szenarien untersuchen zu können, wurden in den ersten Simulationen keine zusätzlichen Detektionsverfahren eingesetzt und ausschließlich die Spannungs- und Frequenzgrenzen des Entkupplungsschutzes als Abschaltkriterium genutzt.

#### 4.1.1 RLC-Last

Für die RLC-Last wurden nur das Referenz-Szenario ohne  $P(f)$ -Vorgabe und die drei Szenarien A, B und C untersucht, da sich schnell zeigte, dass die Geschwindigkeit der PRNB nahezu keinen Einfluss auf die Inselnetzbildung mit einer RLC-Last hat. Es ergaben sich in dieser Konfiguration die NDZ in Abbildung 9 und die Werte in Tabelle 3.

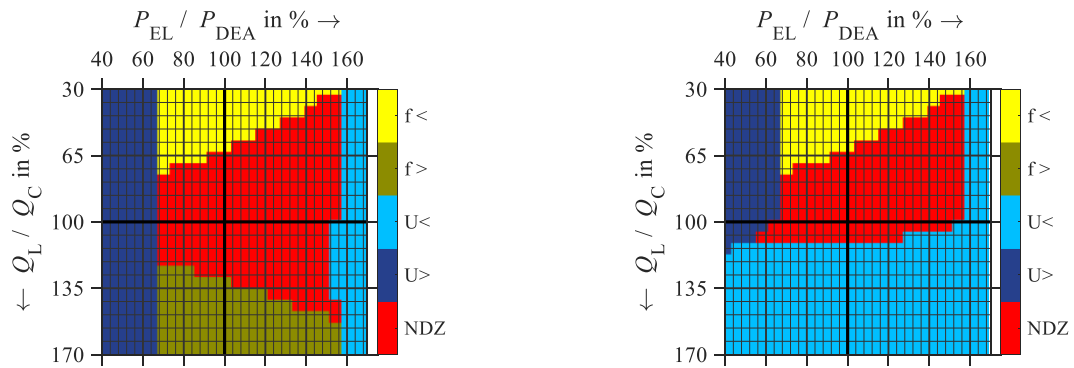
Die Größen  $P$  und  $Q$  sowie  $U$  und  $f$  sind im Fall der RLC-Last weitestgehend entkoppelt. Für die Leistungsaufnahme der Last gelten im Wesentlichen die Zusammenhänge  $P \sim U$  und  $Q \sim f^2$ . Dies führt umgekehrt dazu, dass sich eine bestehende unausgeglichene Wirkleistungsbilanz im Wesentlichen nur durch eine Spannungsänderung und eine unausgeglichene Blindleistungsbilanz nur durch eine Frequenzänderung im entstehenden Inselnetz wieder ausgleichen kann. Wie in Abbildung 9 erkennbar, führt dies dazu, dass jede Art der  $P(f)$ -Sollwertvorgabe die NDZ verringert, anstatt sie zu vergrößern. Die Wirkungskette ist dabei:

1. Überfrequenz führt zur Reduktion der eingespeisten Wirkleistung (PRNB)
2. Die Wirkleistungsbilanz kann nur wieder ausgeglichen werden, indem die Spannung weiter sinkt
3. Eine Abschaltung infolge des Unterspannungskriteriums wird wahrscheinlicher

Auch die Werte in Tabelle 3 zeigen, dass alle Szenarien im Vergleich zum Referenzfall zu einer Verkleinerung der NDZ führen und keinen wesentlichen Einfluss auf die Detektionszeit nehmen. Aus diesem Grund wurde für die praktische Untersuchung empfohlen, den Fokus auf die RL-Last zu legen, obwohl nach der Prüfnorm für Inselnetzbildung nur eine RLC-Last eingesetzt wird.

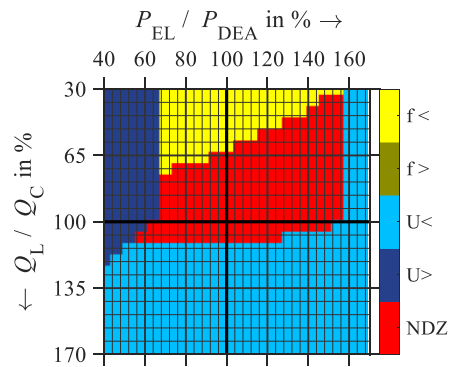
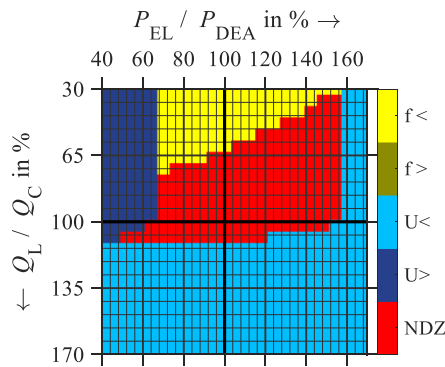
Tabelle 3: Bewertungskriterien RLC-Last, nur Entkupplungsschutz

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$SI_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	7056	1,00	2,15
A	4968	0,70	2,18
B	4968	0,70	2,17
C	4968	0,70	2,14



Szenario Ref

Szenario A



Szenario B

Szenario C

Abbildung 9: NDZ mit RLC-Last, nur Entkuppungsschutz

### 4.1.2 RL-Last

Mit der RL-Last ergaben sich die NDZ in Abbildung 10 und die Werte in Tabelle 4. Bereits der Referenzfall zeigt, dass die klare Trennung der Zusammenhänge in  $P \sim U$  und  $Q \sim f^{-1}$ , wie bei der RLC-Last noch gültig, hier nicht mehr zutrifft.

Generell ist zu erkennen, dass die Aktivierung der  $P(f)$ -Vorgabe in den Szenarien A bis G zu erheblich vergrößerten NDZ führt. Die Ursache dafür ist der Selbstregelleffekt der Last, da über  $P \sim U$  eine Anpassung der Wirkleistung und über  $Q \sim f^{-1}, U$  eine Anpassung der Blindleistung erfolgen kann. Da sich die Blindleistung sowohl in Abhängigkeit von  $U$ , als auch von  $f$  ändert, treten mit der RL-Last Querkopplungen zwischen  $P$  und  $Q$  sowie  $U$  und  $f$  auf, die bei der RLC-Last nicht zu beobachten waren. Die sich ergebende Wirkungskette ist in diesem Fall komplexer:

1. Überfrequenz führt zur Reduktion der eingespeisten Wirkleistung (PRNB)
2. Die Wirkleistungsbilanz kann nur wieder ausgeglichen werden, indem die Spannung weiter sinkt
3. Die Reduktion der Spannung verringert auch die Blindleistungsaufnahme der Induktivität
4. Die Frequenz muss im Falle  $Q_{EL} > Q_{DEA}$  weniger stark ansteigen, damit die Bilanz ausgeglichen ist.

Somit werden durch die  $P(f)$ -Vorgabe zusätzliche Situationen ausgeglichen, die ansonsten zu einer Abschaltung durch das Überfrequenzkriterium geführt hätten. Da dieses Verhalten nur im Fall von

Frequenzanstiegen auftritt, unterscheiden sich die NDZ ausschließlich im Bereich, der in den Diagrammen „unten“ bis „links-unten“ vom 100%-Fall liegt, also vorrangig in Situationen mit dem Startzustand  $Q_{EL} > Q_{DEA}$ .

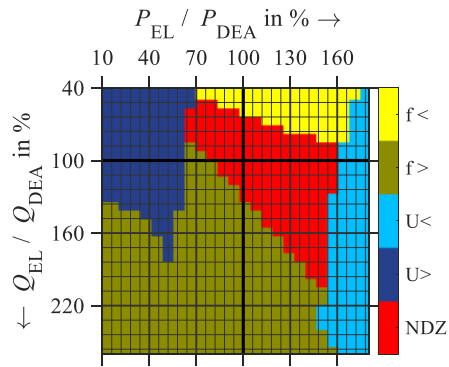
Alle Szenarien mit  $P(f)$ -Vorgabe vergrößern infolge der beschriebenen Wechselwirkungen die NDZ wie auch den Werten in Tabelle 4 zu entnehmen ist. Es ist zu erkennen, dass diese Vergrößerung nicht nur mit der geplanten PRNB in den Szenarien A und B, sondern auch bei langsameren  $P(f)$ -Vorgaben auftaucht. Der Inselnetz-stabilisierende Effekt lässt sich damit anhand der RL-Last am besten verdeutlichen. Zwei wesentliche Erkenntnisse lassen sich für zukünftige Inselnetz-Prüfverfahren daher bereits ableiten:

1. Die RL-Last ist für die Inselnetzbildung zusammen mit einer  $P(f)$ -Vorgabe der kritischere Fall.
2. Die  $P(f)$ -Vorgabe sollte bei den Inselnetz-Prüfverfahren nicht deaktiviert werden, da sie einen markanten Einfluss auf mögliche Inselnetzbildungen hat.

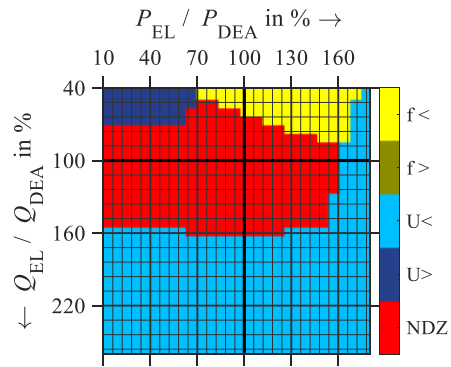
Tabelle 4: Bewertungskriterien RL-Last, nur Entkopplungsschutz

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$SZ_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	7301	1,00	1,34
A	13524	1,85	3,04
B	28714	3,93	3,06
C	34937	4,79	2,83
D	21168	2,90	1,53
E	20188	2,77	1,42
F	12299	1,68	3,03
G	11270	1,54	2,99

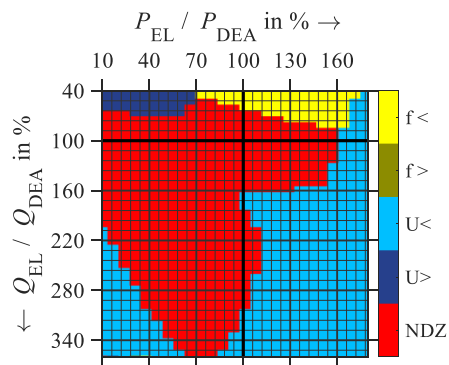
Aus Tabelle 4 lässt sich erkennen, dass eine größere Totzeit, wie sie in den Szenarien B bis E wirksam ist, auch die größten NDZ zur Folge. Die Ursache dafür sind auftretende Oszillationen, wie im folgenden Abschnitt näher ausgeführt wird.



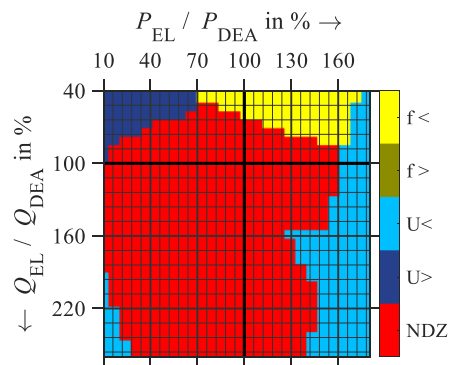
Szenario Ref



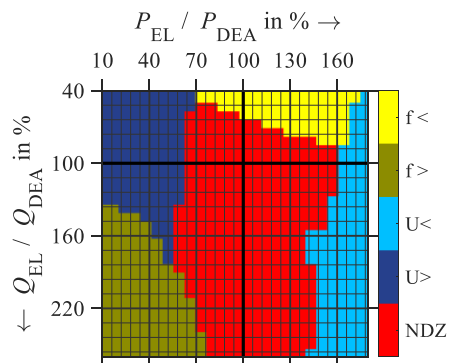
Szenario A



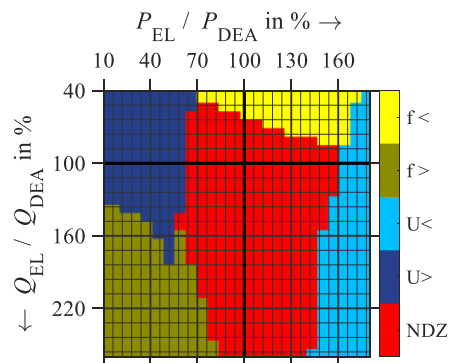
Szenario B



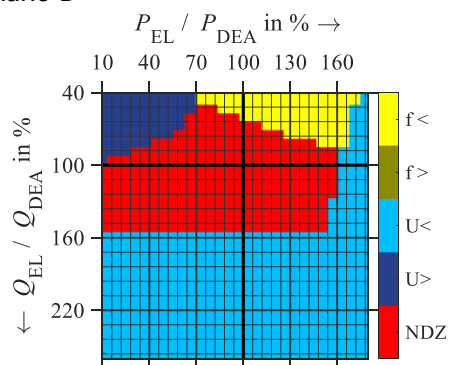
Szenario C



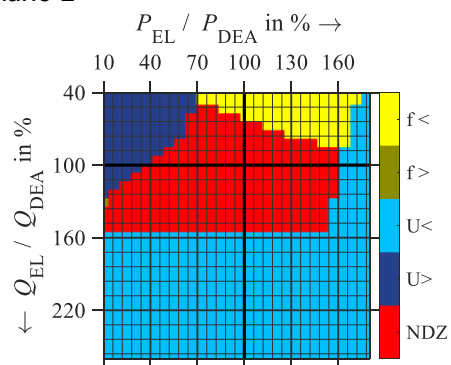
Szenario D



Szenario E



Szenario F



Szenario G

Abbildung 10: NDZ mit RL-Last, nur Entkopplungsschutz

## Phänomene bei schnell wieder ansteigender Leistung

Die Untersuchung der NDZ mit PRNB zeigt auffallend größere NDZ beim Einsatz von Totzeiten im Bereich 25-100 ms im Vergleich zum Referenzfall. Zur Untersuchung dieses Effekts wurden einzelne Simulationen untersucht.

In Abbildung 11 ist der Spannungs- und Frequenzverlauf einer dieser Fälle dargestellt. Durch die größere Totzeit tritt ein oszillierendes Verhalten auf. Die Leistungsänderung wird um die Totzeit verzögert und dadurch (aus Sicht des Entkopplungsschutzes) immer in einem ungünstigen Maße verringert und erhöht. In diesem Fall wird das Schutzkriterien  $U <$  periodisch angeregt und fällt wieder ab. Infolge der FRT-Anforderung werden insbesondere niedrige Spannungen dabei recht lange toleriert.

In der Praxis ist es unwahrscheinlich, dass solche oszillierenden Zustände über längere Zeit auftreten. Insbesondere die Volatilität im Netz, aber auch zusätzliche Inselnetz-Detektionsverfahren können diese Inselnetze einfach destabilisieren und beenden. Bemerkenswert ist dabei aber, dass es aktuell im Entkopplungsschutz kein Kriterium gibt, welches bei wiederholten Grenzwertverletzungen zu einer Abschaltung führen könnte.

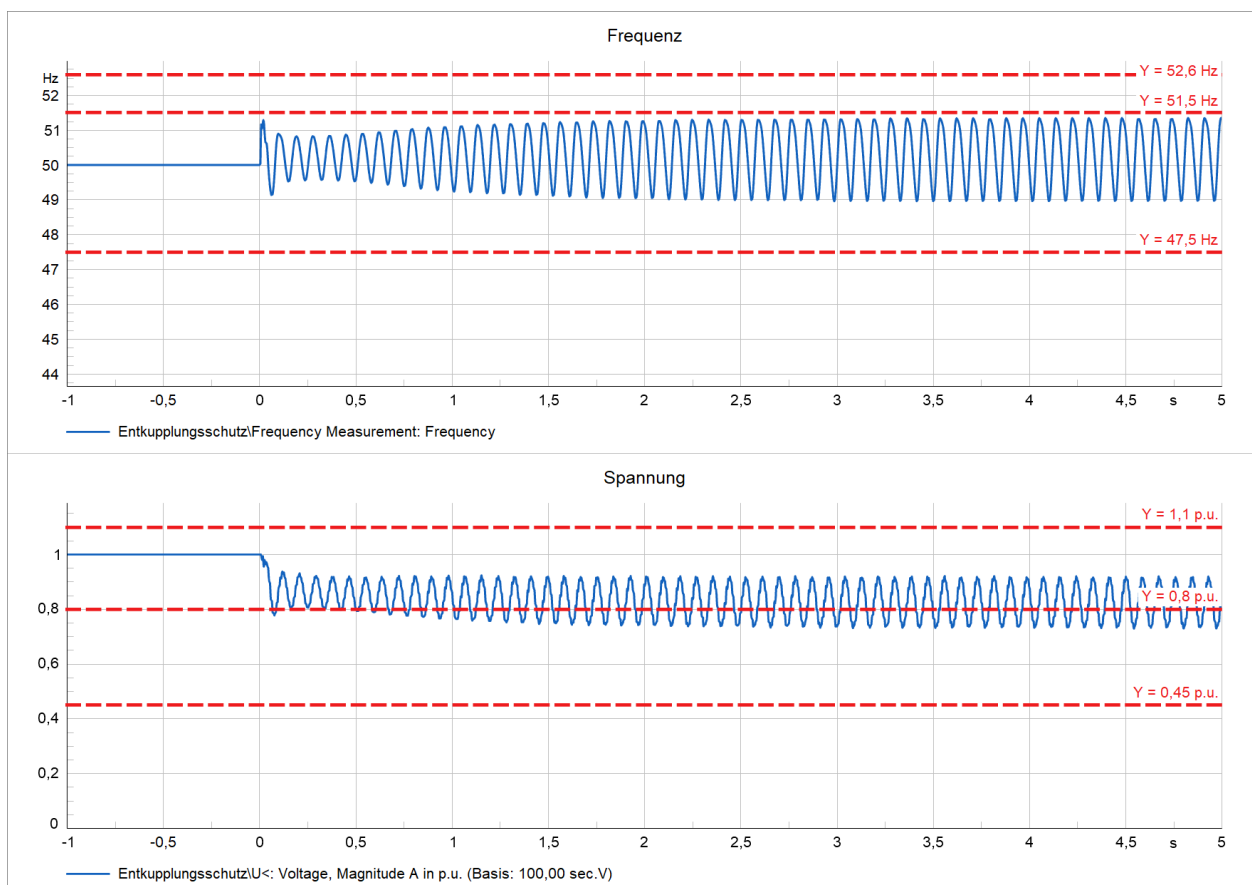


Abbildung 11: Oszillierendes Verhalten infolge der Totzeit und temporärer Verletzung von Schutzgrenzen

## 4.2 NDZ mit zusätzlichen Detektionsverfahren

Nachdem die grundlegenden Phänomene und Zusammenhänge untersucht wurden, werden im Folgenden zwei zusätzliche Detektionsverfahren, RoCoF und der Frequenz-Shift, hinzugezogen, mit denen die NDZ verringert werden soll. Auch für diese Fälle wird die Wirksamkeit in den unterschiedlichen Szenarien bewertet.

Da mit zusätzlichen Detektionsmethoden mitunter der Referenzfall ohne  $P(f)$ -Vorgabe keine NDZ aufweist, wird im Folgenden als Vergleichsgröße zur Bestimmung von  $SI_{NDZ}$  die NDZ des Referenz-Szenarios ohne zusätzliche Detektionsmethoden aus Abschnitt 4.1 genutzt. Außerdem kann dadurch auch die grundlegende Wirkung des Detektionsverfahren im Fall ohne  $P(f)$ -Vorgabe verglichen werden.

### 4.2.1 NDZ mit RoCoF

Zunächst werden Untersuchungen mit zusätzlichem RoCoF-Verfahren nach Abschnitt 2.2.2 durchgeführt.

#### RLC-Last

Für die RLC-Last ergeben sich die NDZ in Abbildung 12 und die Werte in Tabelle 5. Es zeigt sich, dass auch mit den großzügig bemessenen RoCoF-Grenzen mit 20 Hz/s bereits eine Verringerung der NDZ sowie eine Beschleunigung der Abschaltung erzielt werden kann. Wichtiger als diese Reduzierung der NDZ ist jedoch erneut die Erkenntnis, dass sich die RLC-Last bei aktivierter  $P(f)$ -Vorgabe im Vergleich zum Referenzfall weiter reduziert. Auch mit RoCoF ist offensichtlich die RLC-Last nicht die kritischste Anordnung.

Tabelle 5: Bewertungskriterien RLC-Last, Entkopplungsschutz und RoCoF

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$SI_{NDZ}$	$t_a$ in s
Ref	5112	0,72	0,57
A	3348	0,47	0,88
B	3348	0,47	0,88
C	3348	0,47	0,87

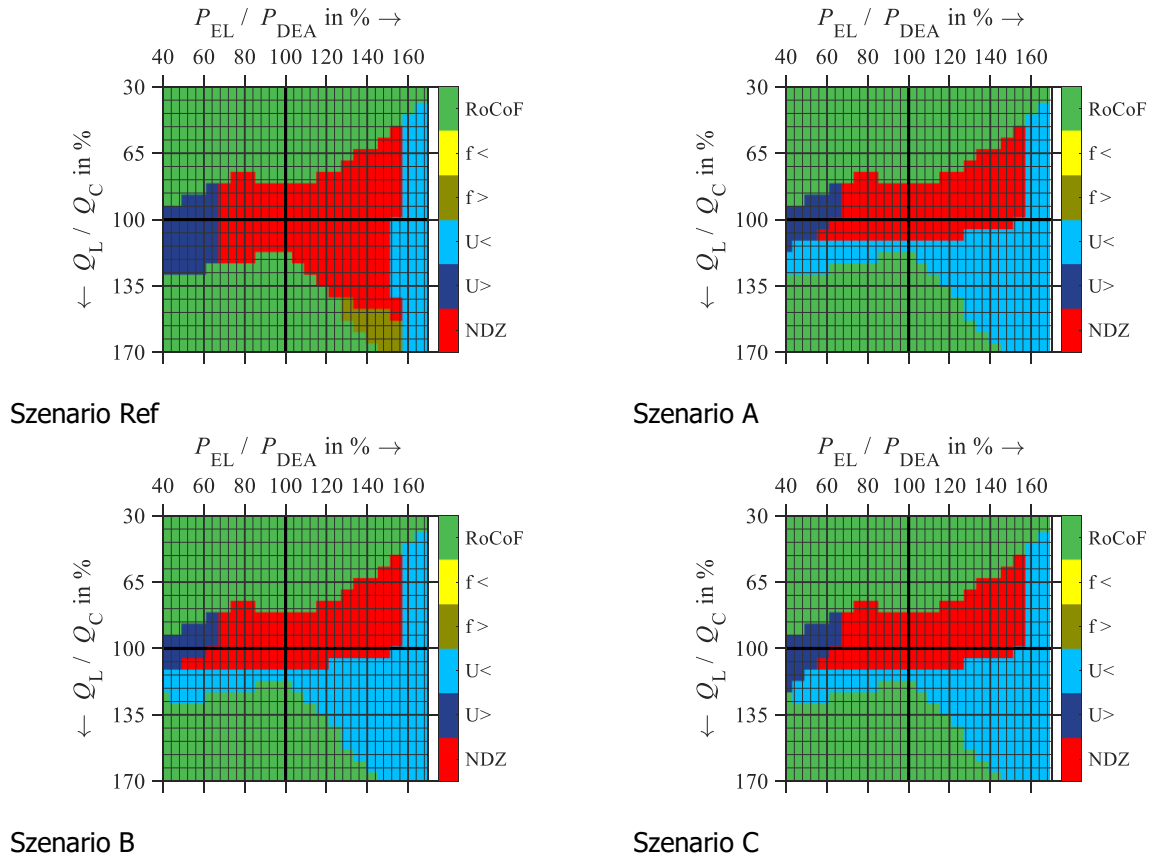


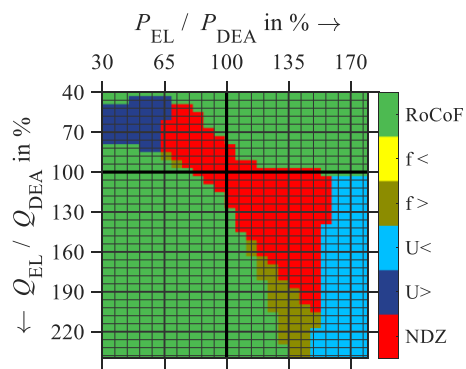
Abbildung 12: NDZ mit RLC-Last, Entkupplungsschutz und RoCoF

**RL-Last**

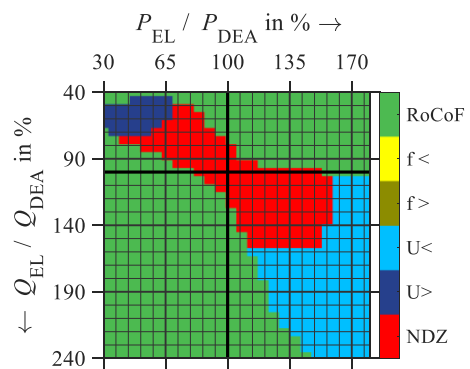
Aus der Untersuchung der RL-Last mit RoCoF ergaben sich die NDZ in Abbildung 13 und die Werte in Tabelle 6. Wie zu erwarten war unterscheiden sich Referenzfall und die Szenarien A bis G nur unwesentlich voneinander. Die Ursache dafür ist die schnelle Wirkungsweise von RoCoF. Da die Geschwindigkeit der Frequenzänderung direkt nach der Trennung vom vorgelagerten Netz weitestgehend unbeeinflusst von den Einstellungen einer  $P(f)$ -Vorgabe ist, zeigt sich dieses Detektionskriterium in allen untersuchten Szenarien als ungefähr gleich wirksam.

Tabelle 6: Bewertungskriterien RL-Last, Entkupplungsschutz und RoCoF

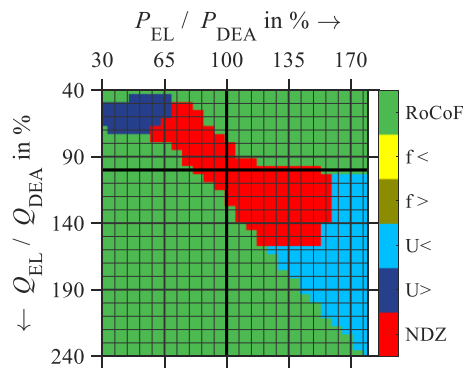
Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$S_{I_{NDZ}}$	$t_d$ in s
Ref	5796	0,79	0,69
A	5184	0,71	0,74
B	4752	0,65	0,51
C	5364	0,73	0,66
D	5508	0,75	0,55
E	5400	0,74	0,54
F	5076	0,70	0,77
G	5040	0,69	0,77



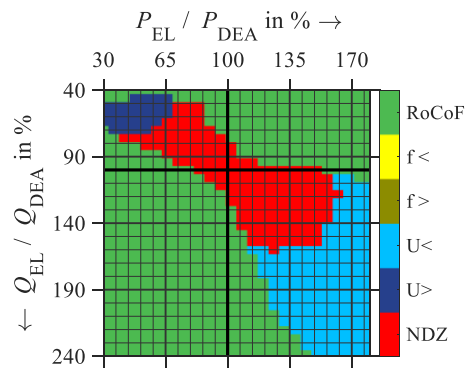
Szenario Ref



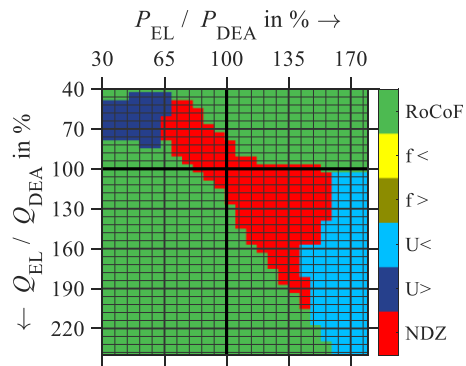
Szenario A



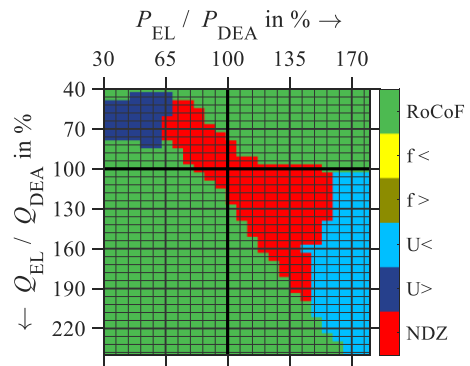
Szenario B



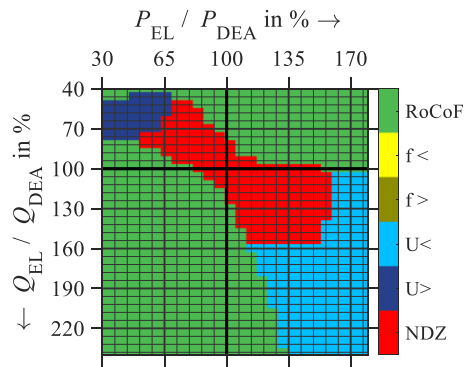
Szenario C



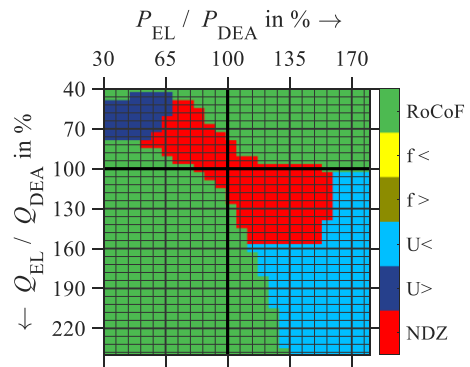
Szenario D



Szenario E



Szenario F



Szenario G

Abbildung 13: NDZ mit RL-Last, Entkopplungsschutz und RoCoF

## 4.2.2 NDZ mit Frequenz-Shift

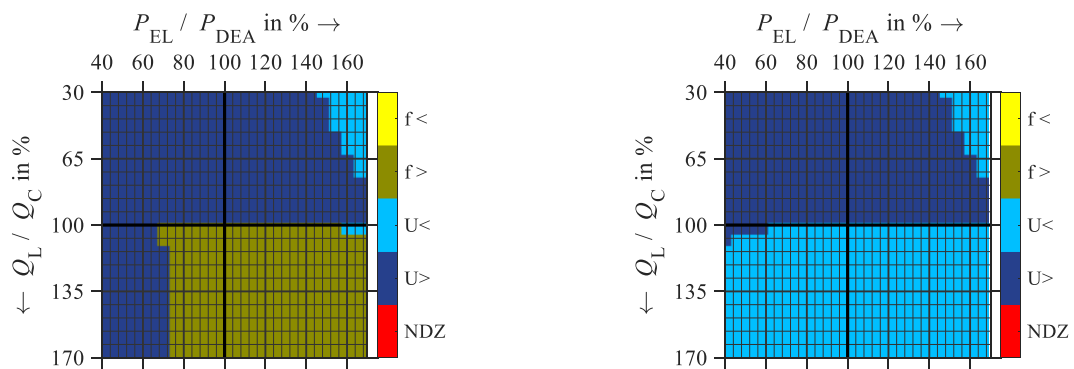
Als zweite Detektionsmethode wird der Frequenz-Shift aus Abschnitt 2.2.3 untersucht.

### RLC-Last

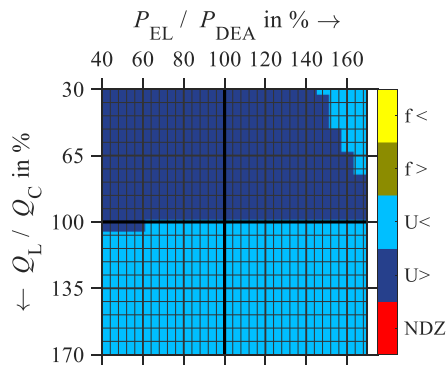
An der RLC-Last wurde die Untersuchung nur mit dem Parameter  $K_f = 0,1$  und damit einem etwas schwächeren Frequenz-Shift durchgeführt. Der Grund dafür ist, dass bereits mit dieser Einstellung alle potenziellen Inselnetze erfolgreich beendet werden konnten wie sich in Abbildung 14 und an den Werten in Tabelle 7 erkennen lässt. Die PRNB hat dabei zwar einen geringfügigen Einfluss auf die Detektionszeit, beeinflusst die Wirksamkeit des Verfahrens jedoch nicht.

Tabelle 7: Bewertungskriterien RLC-Last, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$S_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	0	0,00	1,13
A	0	0,00	1,26
B	0	0,00	1,26
C	0	0,00	1,17

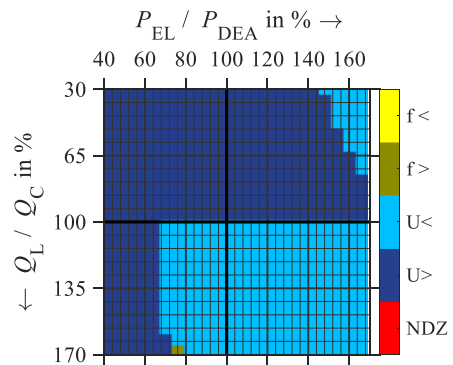


Szenario Ref



Szenario B

Szenario A



Szenario C

Abbildung 14: NDZ mit RLC-Last, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift

### RL-Last mit $K_f = 0,1$

Wird der Frequenz-Shift mit dem Parameter  $K_f = 0,1$  bei der RL-Last eingesetzt, so verbleiben NDZ, sobald die  $P(f)$ -Vorgabe berücksichtigt wird. Zwar kann der Frequenz-Shift die NDZ in allen Szenarien markant verringern, aber nur ohne  $P(f)$ -Vorgabe wird die NDZ komplett eliminiert.

Wie bereits im Fall ohne zusätzliche Detektionsverfahren wirkt sich insbesondere eine Totzeit in der Größenordnung 25 bis 100 ms in der Wirkungskette (Szenarien B und C, teilweise auch noch D) als besonders nachteilig aus, da im Gegensatz zu RoCoF das oszillierende Verhalten nicht in jedem Fall unterbunden werden kann. Eine Kombination dieses Verfahrens mit einem auf einen hohen Grenzwert eingestellten RoCoF könnte das Verhalten an dieser Stelle verbessern.

Insgesamt zeigt sich jedoch, dass sowohl mit der schnellen PRNB in Szenario A und B als auch mit anderen, möglicherweise bereits im Netz befindlichen Konfigurationen, einige Situationen übrigbleiben, in denen sich ein ungewolltes Inselnetz trotz Einsatz des Frequenz-Shifts stabilisieren könnte. Zu beachten ist dabei, dass in der Simulationsumgebung zur Ermittlung des Worst-Case stark idealisierte Bedingungen vorherrschen, da es sich um ein komplett symmetrisches System handelt, keine Volatilität, Rauschen oder Oberschwingungen auftreten und die Leistungsanpassung bereits ab Frequenzen oberhalb von 50 Hz vorgenommen wird. Im realen Fall ist daher mit kleineren NDZ zu rechnen.

Tabelle 8: Bewertungskriterien RL-Last, Entkupplungsschutz und Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$SI_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	0	0,00	0,49
A	6909	0,95	2,45
B	21021	2,88	1,80
C	17248	2,36	1,08
D	5047	0,69	0,61
E	441	0,06	0,58
F	5684	0,78	2,46
G	5096	0,70	2,27

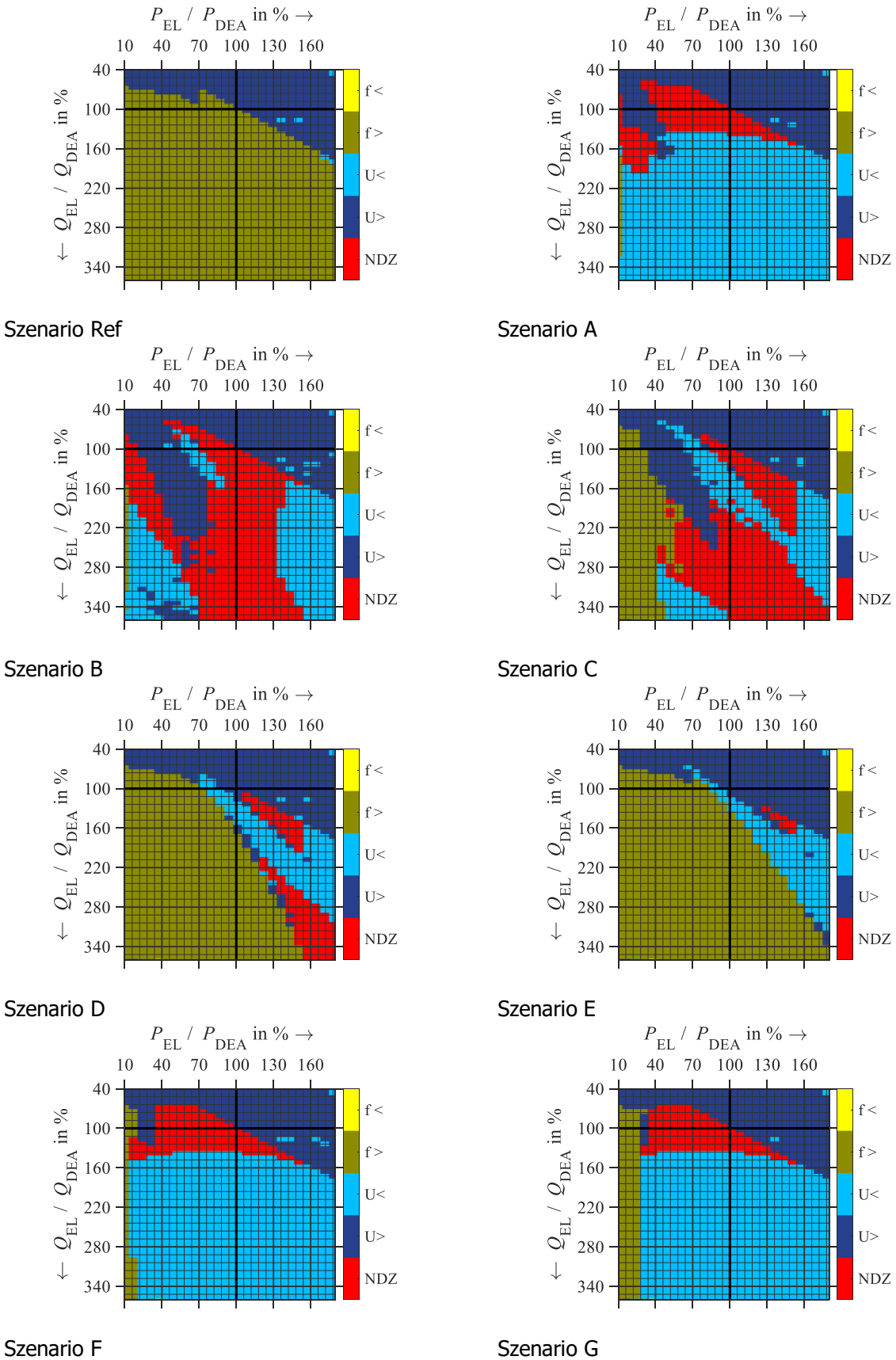


Abbildung 15: NDZ mit RL-Last, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )

### RL-Last mit $K_f = 0,2$

Durch Vergrößerung des im Frequenz-Shift relevanten Parameters  $K_f$  auf 0,2 und damit einer Verstärkung der Wirkung des Frequenz-Shifts, können die NDZ in allen Szenarien unterbunden werden, wie sich in Tabelle 9 ergibt. Durch das schnelle Abdriften der Frequenz kann die  $P(f)$ -Vorgabe in keinem der Szenarien eine ungewollte Stabilisierung bewirken.

Infolge der schnell abdriftenden Frequenz wird die gesamte Anordnung aus DEA und EL sehr schnell instabil und die Spannung bricht zusammen. Aus diesem Grund erfolgt die endgültige Abschaltung des Entkopplungsschutzes in der Simulation nahezu ausschließlich durch das Unterspannungskriterium. Da dies in allen Szenarien im gleichen Maße auftritt, ist in Abbildung 16 nur beispielhaft ein NDZ-Diagramm aufgeführt, da dieses nicht mehr sehr aussagekräftig ist.

Tabelle 9: Bewertungskriterien RL-Last, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift ( $K_f = 0,2$ )

Szenario	$A_{NDZ}$ in sq%	$SI_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	0	0,00	0,37
A	0	0,00	0,51
B	0	0,00	0,40
C	0	0,00	0,37
D	0	0,00	0,37
E	0	0,00	0,37
F	0	0,00	0,43
G	0	0,00	0,41

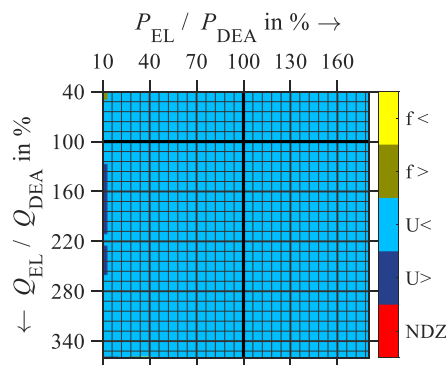
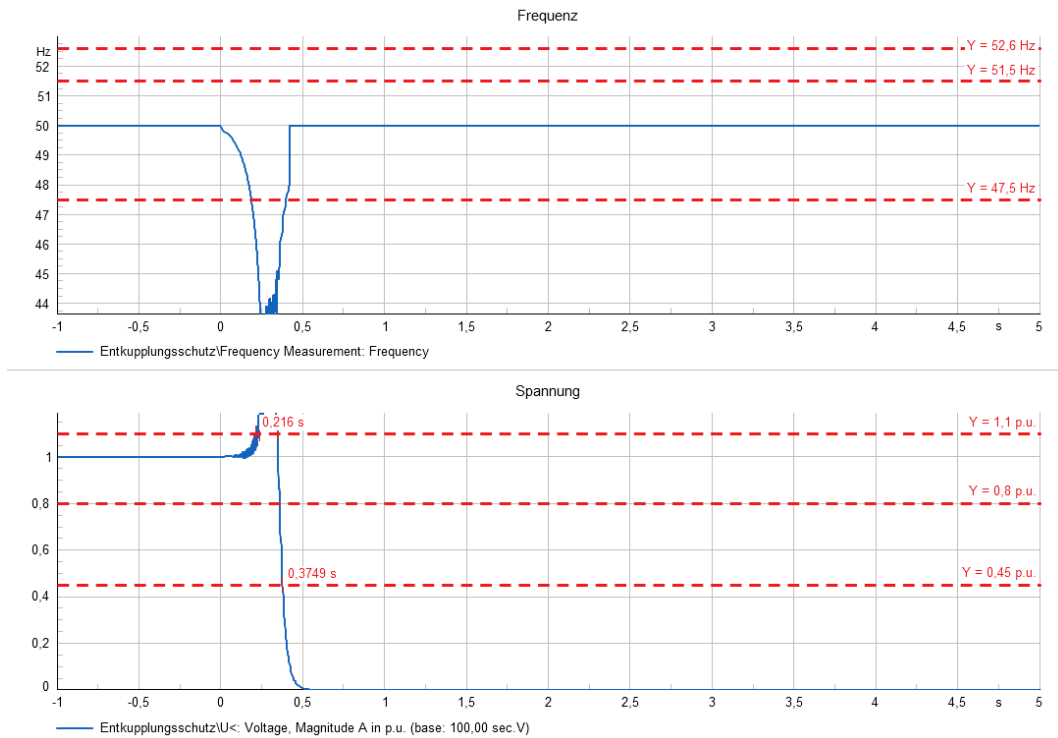


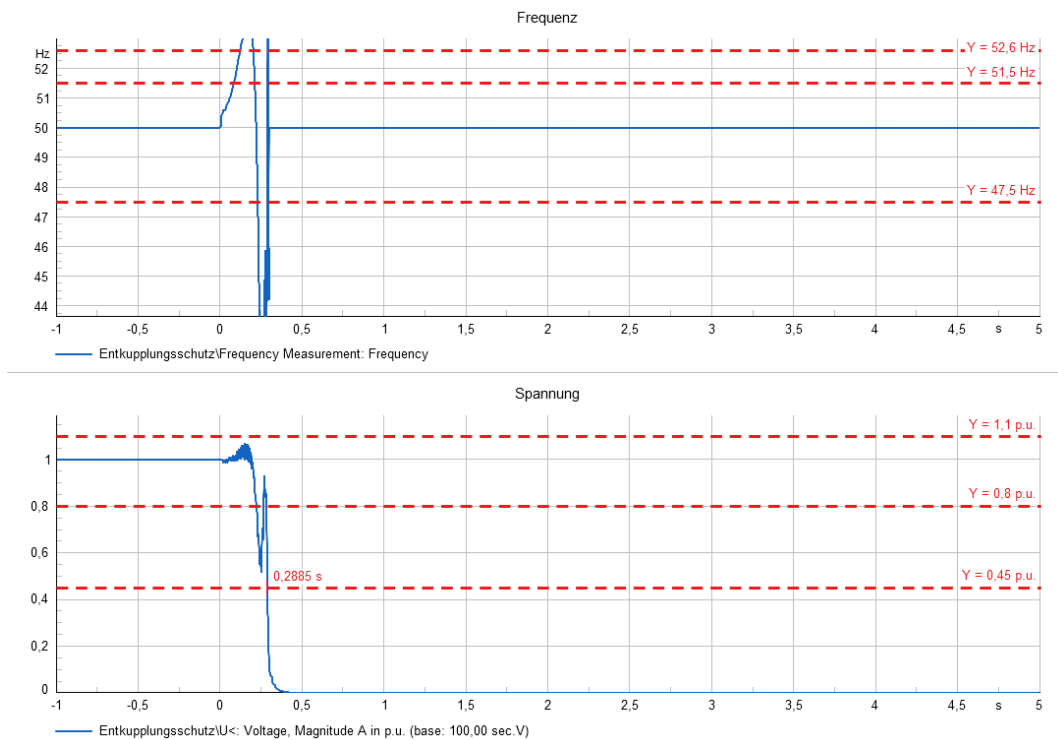
Abbildung 16: NDZ mit RL-Last, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift ( $K_f = 0,2$ )

In Abbildung 17 ist der beispielhafte Verlauf von Spannung und Frequenz für zwei Simulationsfälle dargestellt, die im Entkopplungsschutz ermittelt werden. Es ist zu erkennen, dass sich zunächst infolge des Frequenz-Shifts die Frequenz im Inselnetz ändert. Die Spannung ändert sich verzögert ebenfalls, insbesondere, weil die stark geänderte Frequenz die implementierte PLL und Umrichter-Regelung destabilisiert. Aus diesem Grund bricht die Spannung schließlich komplett zusammen, was der Entkopplungsschutz letztendlich als Kriterium zur Abschaltung nutzt. Es ist wichtig anzumerken, dass eine dynamischere Spannungsregelung (in der Simulation wird von einem festen  $\cos(\varphi)$  ausgegangen) die

Abschaltung hierbei nicht verhindern würde. Da die Frequenzgrenzen ebenfalls verletzt werden, könnte das Inselnetz nach einer etwas längeren Detektionszeit ebenfalls durch das Frequenz-Kriterium beendet werden.



Im Fall  $Q_{EL} < Q_{DEA}$



Im Fall  $Q_{EL} > Q_{DEA}$

Abbildung 17: Simulierter Verlauf der im Entkopplungsschutz ermittelten Spannung und Frequenz mit aktiviertem Frequenz-Shift

### 4.3 NDZ im Cigré Benchmark Verteilnetz

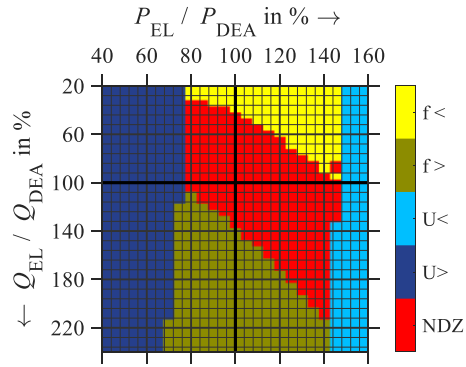
Bei der Simulation mit dem Cigré Benchmark Verteilnetz aus Abbildung 6 ergeben sich die Werte in Tabelle 10 und die NDZ in Abbildung 18. Vergleicht man die Werte mit den Ergebnissen der 1-Sammelschienen-Anordnung so fällt auf, dass die NDZ insgesamt etwas kleiner sind, die Detektion aber generell etwas länger dauert. Im Wesentlichen ist das Verhalten jedoch vergleichbar.

Die Ergänzung der PRNB führt in diesem Verteilnetz zu einer geringeren Vergrößerung der NDZ (34%), als es in der 1-Sammelschienen-Anordnung der Fall war (85%). Ebenfalls ist zu erkennen, dass zwischen dem Szenario „nur Parametersatz A“ und „Mischung“ nur sehr geringfügige Unterschiede auftreten. Hier wäre zukünftig der Vergleich komplett verschiedener Umrichtermodelle und -regelungen, bei denen nicht nur die Parameter der PRNB variiert werden, ein weiterer möglicher Untersuchungspunkt.

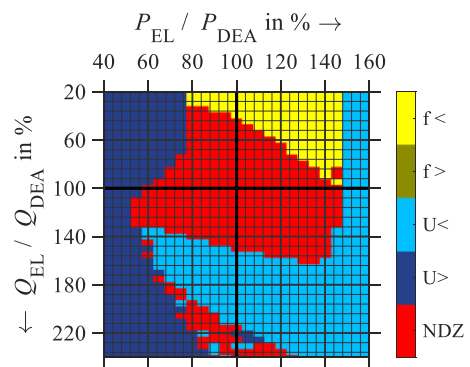
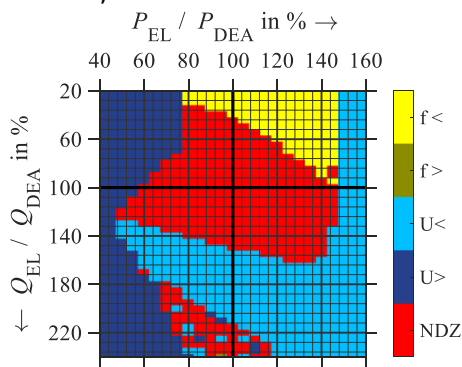
Die Ergänzung der DEA um den Frequenz-Shift kann bereits mit  $K_f = 0,1$  die NDZ maßgeblich reduzieren. Verstärkt man den Frequenz-Shift mit  $K_f = 0,2$ , so können wie bereits bei der 1-Sammelschienen-Anordnung sämtliche ungewollten Inselnetze beendet werden.

Tabelle 10: Bewertungskriterien Cigré Benchmark Verteilnetz, Entkopplungsschutz und Frequenz-Shift ( $K_f = 0,2$ )

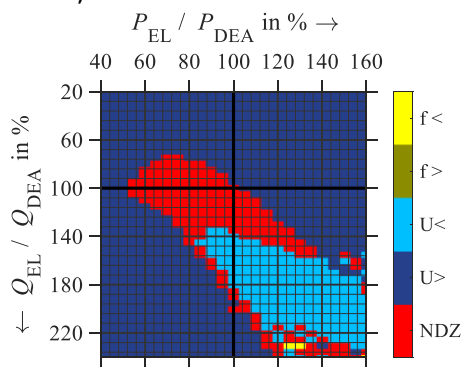
Szenario	Detektionsverfahren	$A_{NDZ}$ in sq%	$SI_{NDZ}$	$t_d$ in s
Ref	Kein zusätzliches	6825	1,00	1,77
A	Kein zusätzliches	9150	1,34	2,35
Mischung	Kein zusätzliches	9225	1,35	2,31
A	Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )	5125	0,75	1,32
Mischung	Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )	5950	0,87	1,18
A	Frequenz-Shift ( $K_f = 0,2$ )	0	0	0,60
Mischung	Frequenz-Shift ( $K_f = 0,2$ )	0	0	0,59



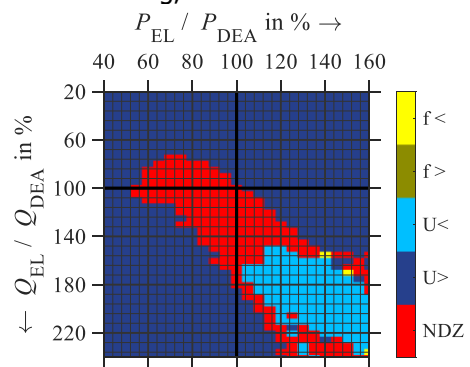
Szenario Ref, keine Detektion



Szenario A, keine Detektion



Szenario Mischung, keine Detektion



Szenario A, Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )

Szenario Mischung, Frequenz-Shift ( $K_f = 0,1$ )

Abbildung 18: NDZ im Cigré Benchmark Verteilnetz

## 5 Zusammenfassung

Im Rahmen der Studie wurden einige wesentliche Erkenntnisse gewonnen, die im Folgenden zusammengefasst werden:

1. Die neuen Vorgaben der PRNB führen zu keiner maßgeblichen Vergrößerung der NDZ im Vergleich zu bereits im Netz befindlichen Anlagen. Da bislang auch ausschließlich Maximalwerte für An- und Einschwingzeit vorgegeben wurden, ist zusätzlich damit zu rechnen, dass auch einige bereits im Betrieb befindliche Anlagen den Anforderungen der schnellen PRNB genügen.
2. Die Vergrößerung der Abschaltzeiten des Entkupplungsschutzes führt zu einer langsameren Inselnetzabschaltung, da die meisten Detektionsverfahren auf einer Verletzung dieser Grenzen basieren und damit im gleichen Maße langsamer werden. Auch werden manche Grenzfälle, in denen die Abschaltung bisher im Rahmen der transienten Ausgleichsvorgänge erfolgte, durch die höheren Abschaltzeiten mitunter nicht mehr detektiert.
3. Mit zusätzlichen (aktiven) Inselnetz-Detektionsverfahren können bei korrekter Parametrierung weiterhin zuverlässig Inselnetze detektiert und beendet werden, wie am Beispiel des Frequenz-Shifts gezeigt wurde. Dabei ist im Rahmen von Inselnetzprüfungen zu validieren, ob die Parameter bestehender Verfahren möglicherweise angepasst werden müssen.
4. Die RLC-Last erwies sich in allen Anordnungen als unkritischerer Lasttyp. Die Prüfung von Inselnetz-Detektionsverfahren ausschließlich mit RLC-Last ist daher zu hinterfragen.
5. Aktuell wird bei der Inselnetz-Prüfung die  $P(f)$ -Vorgabe deaktiviert. Dies ist für die RLC-Last nach den Ergebnissen der Studie zu urteilen passend, da die aktivierte  $P(f)$ -Vorgabe die NDZ mit RLC-Last verringert. Wird jedoch die Anordnung mit RL-Last geprüft, so sollte die  $P(f)$ -Vorgabe bzw. PRNB aktiviert bleiben.
6. Ein RoCoF-Kriterium mit entsprechend großem Einstellwert kann eine gute Ergänzung zu anderen Detektionsverfahren darstellen um deren Wirksamkeit und Geschwindigkeit zu erhöhen.
7. Ein zusätzliches Kriterium im Entkupplungsschutz, welches im Falle länger andauernder Oszillationen von Spannung und Frequenz, und damit kontinuierlicher An- und Abregung, zur Abschaltung führt, könnte sinnvoll sein.

## 6 Referenzen

- [1] VDE-AR-N 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE Verlag, 2018.
- [2] S. Palm, Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Inselnetzerkennung, -prognose und -stabilisierung in Verteilnetzen, Norderstedt: BoD, 2019.
- [3] DIN EN 62116 VDE 0126-2, *Photovoltaik-Wechselrichter für den Anschluss an das Stromversorgungsnetz - Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung*, VDE Verlag, 2014.
- [4] W. Bower und M. Ropp, „Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems,“ 2002.
- [5] X. Wang, W. Freitas, W. Xu und V. Dinavahi, „Impact of DG interface controls on the Sandia frequency shift antiislanding method,“ *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Bd. 22, Nr. 3, pp. 792-794, 2007.
- [6] T. Tran-Quoc, T. M. C. Le, C. Kieny und S. Bacha, „Behaviour of grid-connected photovoltaic inverters in islanding operation,“ in *PowerTech*, Trondheim, 2011.
- [7] H. H. Zeineldin und S. Kennedy, „Sandia frequency-shift parameter selection to eliminate nondetection zones,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 24, Nr. 1, pp. 486-487, 2009.
- [8] F. J. Pazos, E. Romero-Cadaval, E. González, I. Delgado und J. Monreal, „Failure analysis of inverter based anti-islanding systems in photovoltaic islanding events,“ in *CIREN*, Stockholm, 2013.