

Abschlussbericht – ARESS	
ZE: TU Dresden Elektrotechnisches Institut	Förderkennzeichen: 03EI6061D
Vorhabensbezeichnung: Verbundvorhaben: ARESS - Der asynchrone, rotierende Energiesystem-Stabilisator - Eine echte voll-integrierte Netzwerkkomponente zur Netzstützung - Teilvorhaben: Dimensionierungs- und Regelungskonzept	
Laufzeit: 01.01.2022-30.11.2023	Berichtszeitraum: 01.01.2022-30.11.2023
Erstellt durch: Jonas Kienast, Gino Sturm	Datum: 26.03.2024

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Inhaltsverzeichnis

1	Beitrag Ergebnisses zu den förderpolitischen Zielen, auch zwecks Evaluierung von Förderprogrammen/ -schwachpunkten/ -konzepten	3
2	Wissenschaftlich-technische Ergebnisse des Vorhabens im Vergleich zu den ursprünglichen Zielen, erreichte Nebenergebnisse und gesammelte Erfahrungen	3
2.1	Umrichterdimensionierung	3
2.2	Netzregelung und Synchronisation	3
2.3	Stromrichternahe Regelung	4
2.4	Maschinenregelung	5
2.5	Schutzkonzept Gesamtsystem	5
2.6	Schutzkonzept Umrichter	5
2.7	Oberschwingungsverhalten der Anlage und deren Auswirkungen auf Verluste, Drossel-Auslegung sowie die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung THD	5
2.8	Experimentelle Verifikation am skalierten Demonstrator	6
2.8.1	Spannungsregelung im kontinuierlichen Spannungsband	6
2.8.2	Frequenzregelung	6
2.8.3	Spannungseinbruch	9
3	Fortschreibung des Verwertungsplans	12
3.1	Erfindungen/ Schutzanmeldungen und erteilte Schutzrechte, die vom AN oder von am Vorhaben Beteiligten gemacht oder in Anspruch genommen wurden, sowie deren standortbezogene Verwertung (Lizenzen u. a.) und erkennbare weitere Verwendungsmöglichkeiten	12
3.2	Wissenschaftliche und/ oder technische Erfolgsaussichten nach Auftragende (mit Zeithorizont) – z. B. auch funktionale/ wirtschaftliche Vorteile gegenüber Konkurrenzlösungen, Nutzen für verschiedene Anwendungsgruppen/Industrien am Standort Deutschland, Umsetzungs- und Transferstrategien	12
3.3	Wissenschaftliche und/ oder technische Erfolgsaussichten nach Auftragsende (mit Zeithorizont) - u. a. wie die geplanten Ergebnisse in anderer Weise (z. B. für weitere öffentliche Aufgaben, Datenbanken, Netzwerke, Transferstellen, etc.) genutzt werden können. Dabei ist auch eine etwaige Zusammenarbeit mit anderen Einrichtungen, Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen u. a. einzubeziehen	12
3.4	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase bzw. die nächsten innovatorischen Schritte	12
4	Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben	13
5	Präsentationsmöglichkeiten für mögliche Nutzer – z. B. Anwenderkonferenzen	13
6	Einhaltung der Ausgaben- /Kosten- und Zeitplanung	13
7	Literatur	13
8	Anhang	15

1 Beitrag Ergebnisses zu den förderpolitischen Zielen, auch zwecks Evaluierung von Förderprogrammen/ -schwachpunkten/ -konzepten

Die folgenden Beiträge zu förderpolitischen Ziele wurden erreicht:

- Dimensionierung des Systems unter Bezugnahme auf stationäre sowie nichtstationäre Arbeitspunkte [1]
- Regelung zur Reduktion von Harmonischen. [2]
- Entwicklung einer Regelung zur Frequenzstabilisierung mit Synthetischer Trägheit (Momentanreserve) und schneller Frequenzantwort. [3]
- Entwicklung einer Spannungsregelung im kontinuierlichen 10 %-Band [2]
- Entwicklung einer Spannungsregelung außerhalb des 10 %-Bandes zwecks Bereitstellung eines Kurzschlussstrombeitrags bei Spannungseinbrüchen. Der maximal erreichbare Mitsystem-Strombeitrag liegt jedoch mit circa 1 p.u. unter dem Ziel von 2 p.u., ohne Einfluss auf die Funktionalität der Regelungsalgorithmen.

Zunächst erfolgte eine simulative Validierung der genannten Aspekte. Im Anschluss konnte die Erfüllung der jeweiligen Ziele anhand eines Demonstrators kleiner Leistung messtechnisch nachgewiesen werden.

2 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse des Vorhabens im Vergleich zu den ursprünglichen Zielen, erreichte Nebenergebnisse und gesammelte Erfahrungen

2.1 Umrichterdimensionierung

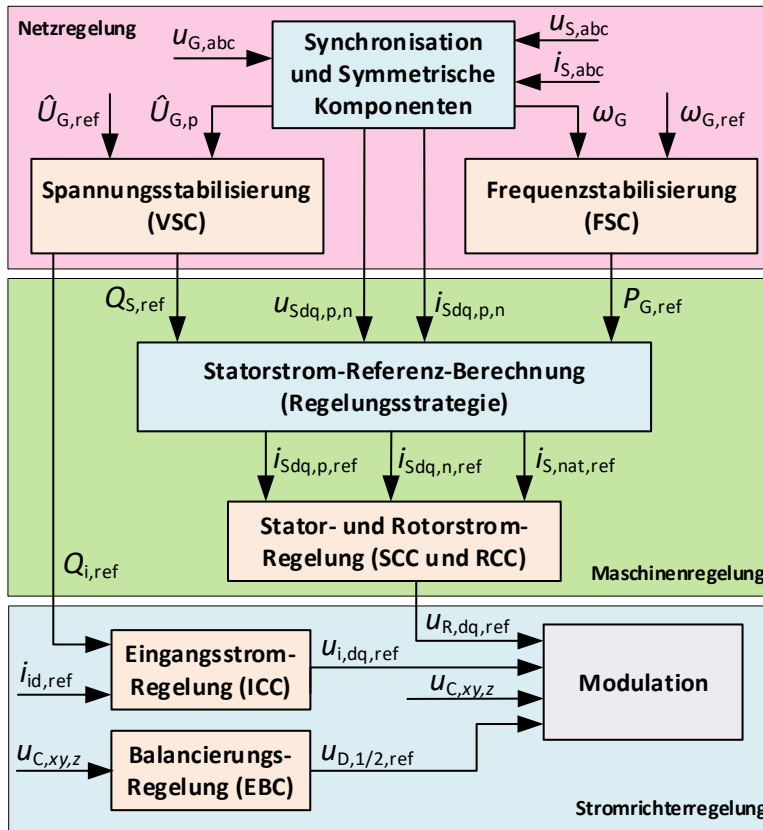
Für die Umrichterdimensionierung wurden analytische Modelle des Umrichters sowie der Maschine aufgestellt. Die Methoden und Ergebnisse sind in [1] genauer dargelegt.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Aufgrund der Bedingung, dass das System im LVRT nicht vom Netz getrennt werden darf und bestimmte Ströme vom Stromrichter in die Maschine eingespeist werden müssen, sind auch am Rotor der Maschine hohe Spannungen zu stellen. Somit ist ein großer Vorteil (reduzierter Spannungsstellbereich des Umrichters am Rotor) der doppelt gespeisten Maschine leider nicht mehr gegeben. Demnach ist die zu verbauende Halbleiterleistung im selben Bereich wie mit einer Vollumrichtervariante mit einer einfach gespeisten Maschine.
- Durch die hohen Leistungen und Ströme, sowie der zur Verfügung stehenden Halbleitermodule ist eine Parallelschaltung von zwei Umrichtern notwendig [1].
- Die Arbeitspunkte des Umrichters sowie die daraus resultierenden Umrichterverluste sind ebenfalls in [1] dargestellt.
- Ebenfalls wurde in [1] eine verlustoptimale Aufteilung der Blindleistung vorgestellt.
- Die Mitsystem-Kurzschlussleistung der Anlage ist deutlich kleiner als ursprünglich geplant (270 MVA statt 500 MVA).

2.2 Netzregelung und Synchronisation

Einen Gesamtüberblick der Regelung des ARESS gibt Abbildung 2-1. Die Funktionalität der Systemregelung beruht auf einer korrekten Synchronisation mit der Netzspannung bzw. der Statorspannung der Maschine. Zu diesem Zweck wird eine entkoppelte, doppelt-synchrone Referenzsystem-Phasenfolgeregelung (Englisch: *Decoupled double synchronous reference frame phase locked loop*; DDSRF-PLL) verwendet und weiterentwickelt [4]. Zur Beherrschung unsymmetrischer Netzspannungen finden in diesem Zusammenhang verschiedene Algorithmen zur Ermittlung der Symmetrischen Komponenten – beispielsweise *Delayed Signal Calculation* (DSC) oder *Second Order Generalized Integrator* (SOGI) – Anwendung, deren Einsatz in [5] näher betrachtet wird.



Symbol	Bezeichnung
$u_{G,abc}$	Netzspannung
$u_{S,abc}$	Statorspannung
$i_{S,abc}$	Statorstrom
$\hat{U}_{G,p}$	Mitsystem-Amplitude der Netzspannung
ω_G	Netzkreisfrequenz
$Q_{S,ref}$	Statorblindleistungs-Referenz
$Q_{i,ref}$	M3C-Blindleistung-Referenz
$P_{G,ref}$	Netzwirkleistungs-Referenz
$u_{R,dq,ref}$	Rotorspannungsreferenz
$u_{C,x,y,z}$	Kondensatorspannungen
$u_{i,dq,ref}$	Eingangsspannungs-Referenz
$u_{D,1/2,ref}$	Diagonalspannungs-Referenzen
$i_{i,d,ref}$	d-Eingangsstrom-Referenz
Index dq,p	Mitsystem (dq)
Index dq,n	Gegensystem (dq)
Index nat	Natürliches System

Abbildung 2-1: ARESS-Systemregelung [5]

Messtechnische und simulative Untersuchungen der gesamte Synchronisationseinheit werden auf der SPEEDAM 2024 veröffentlicht [6]. Diese zeigen, dass die Synchronisationseinheit sowohl bei Spannungseinbrüchen, Frequenzänderungen als auch Phasensprüngen eine dynamische und robuste Synchronisation der Regelung gewährleistet.

Die Netzregelung des ARESS unterteilt sich in die Spannungsstabilisierungsregelung (VSC) sowie die Frequenzstabilisierungsregelung (FSC). Dabei beinhaltet die VSC neben der Spannungsregelung im kontinuierlichen 10 %-Band, wie in [2] dargestellt, auch die Bereitstellung eines Kurzschlussstromes bei Spannungseinbrüchen außerhalb des 10 %-Bandes. Dafür maßgebend ist die anhand des DSC-Algorithmus ermittelte Mitsystem-Netzspannungsamplitude. Für die FSC kommen zwei verschiedene Ansätze zum Tragen; die synthetische Trägheit zur Wirkleistungseinspeisung proportional zum Frequenzgradienten sowie die schnelle Frequenzantwort zur Wirkleistungseinspeisung proportional zur absoluten Frequenzabweichung [5],[3]. Die Funktionalität der Netzregelung wurde am Demonstrator messtechnisch validiert. Zugehörige Messergebnisse zeigt Abschnitt 2.8.

2.3 Stromrichternahe Regelung

Die Regelung des Stromrichters für diese Anwendung wurde innerhalb von [3] sowie [7] genauer vorgestellt. Die Basis für das entwickelte Regelungskonzept ist in [8] vorgestellt. Als Schnittstelle zur überlagerten Maschinen- und Netzregelung fungieren die notwendigen Maschinenspannungskomponenten, welche von der Maschinenregelung berechnet werden, sowie die Ausgangsgrößen der PLL. Es musste im Gegensatz zum Stand der Technik ein neuer Symmetrierungsalgorithmus während des Leerlaufs der Anlage sowie im LVRT entwickelt werden.

Hinsichtlich eines geeigneten Modulationskonzeptes wurden neben bekannten Pulsweitenmodulationsbasierten Verfahren weitere Techniken simulativ und experimentell untersucht. Die vielversprechendste

Lösung ist ein in diesem Projekt neu entwickelter Toleranzbandmodulator, welcher 2024 auf der ECCE vorgestellt wird [9].

2.4 Maschinenregelung

Die Maschinenregelung ist in kaskadierter Struktur ausgeführt, wobei die Rotorstromregelung den inneren Regelkreis und die Statorstromregelung den äußeren Regelkreis darstellt. Dabei werden die Symmetrischen Komponenten der Ströme jeweils getrennt geregelt: Das Mit-, Gegen- und das DC-System. Demzufolge werden auch die Rotorspannungssollwerte für die Umrichterregelung als getrenntes Mit-, Gegen- und DC-System übergeben. Zur Ermittlung der DC-Komponente der Statorflussverkettung, welche durch Einprägung eines Entmagnetisierungsstroms reduziert werden muss, findet ein Parallel-Flussbeobachter Anwendung [10]. Außerdem können für die Berechnung der Statorstromsollwerte verschiedene Optimierungsstrategien angewendet werden. In diesem Kontext erweist sich die Strategie zur Gewährleistung eines korrekten Drehmomentmittelwerts bei unsymmetrischen Fehlern als sinnvoll, um das System nicht durch ungewollte Entladung des Schwungrades zu belasten. Die Funktion der Maschinenregelung wurde im Zusammenhang mit den funktionalen Tests der Netzregelung validiert. Zugehörige Messergebnisse zeigt Abschnitt 2.8. Für die genaue Darstellung der Maschinenregelung ist eine Veröffentlichung 2024 im Journal *IEEE Transactions on Energy Conversion* in Arbeit.

2.5 Schutzkonzept Gesamtsystem

Als Schutzkonzept für das Gesamtsystem wurde eine Programmroutine gemäß Abbildung 8-1 erarbeitet, die Fehlerzustände erkennt und klassifizieren kann. Eintretende Fehlerzustände werden in folgende Gruppen unterteilt.

- **Warnung:**
Ausgabe einer Warnung, dass ein Grenzwert einer überwachten Messgröße fast erreicht ist.
- **geringes Risiko:**
Der Fehlerzustand ist noch nicht kritisch und es soll versucht werden, die Ursache dafür zu beheben.
- **mittleres Risiko:**
Bei diesem Fehlerzustand soll die Anlage kontrolliert abgeschaltet werden.
- **hohes Risiko:**
Es besteht ein kritischer Anlagenzustand, was ein sofortiges und möglichst schnelles Abschalten der Anlage erfordert.

Entsprechend dieser Einteilung reagiert die Routine unterschiedlich auf eintretende Fehlerzustände. Der Ablauf der erarbeiteten Routine ist mit simulierten Fehlern getestet worden.

2.6 Schutzkonzept Umrichter

Dieses Arbeitspaket wurde durch den Abbruch des Projektes nicht zur Gänze bearbeitet. Neben den gängigen Schutzelementen für Modulare Multilevel Umrichter (Bypassschalter, Redundante Module) wurde eine Crowbar im Rotorkreis der Maschine vorgesehen, um den Umrichter vor etwaigen Überspannungen und Überströmen zu schützen.

2.7 Oberschwingungsverhalten der Anlage und deren Auswirkungen auf Verluste, Drossel-Auslegung sowie die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung THD

Die von der Anlage generierten Oberschwingungen wurden in [2] genauer untersucht. Es ist aufgefallen, dass neben den schaltfrequenten Oberschwingungen des Stromrichters folgende Oberschwingungen einen signifikanten Anteil haben können:

- Nut- und Nutzungsharmonische der Maschine

- Harmonische durch die Verriegelungszeit der Halbleiter

In [2] wurden Verfahren vorgestellt, welche diese Harmonischen regelungstechnisch behandeln. Eine alternative Lösung wäre der Einsatz weiterer Filter in Form von Hardware. Dies wurde aufgrund der verkürzten Projektlaufzeit nicht abschließend behandelt.

2.8 Experimentelle Verifikation am skalierten Demonstrator

Die Erprobung der entwickelten Regelungsalgorithmen und Konzepte wurde an der ARESS-Testanlage kleiner Leistung an der TU-Dresden durchgeführt. Ausgewählte Ergebnisse sind in [1]–[3] sowie [5] und [5] dargestellt. Als wichtigstes Ergebnis lässt sich herausstellen, dass die Trägheitsantwort, die Fast Frequency Response, die Spannungsregelung sowie das Bereitstellen einer Kurzschlussleistung im Falle eines Spannungseinbruches erfolgreich demonstriert werden konnte. Alle Regelungskomponenten (einschließlich Stromrichter- und Maschinenregelung) funktionieren wie geplant. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse zur Validierung der Netzregelung dargestellt.

2.8.1 Spannungsregelung im kontinuierlichen Spannungsband

Zur Untersuchung der Wirksamkeit der Spannungsregelung zeigt Abbildung 2-2 die Blindleistungsantwort des ARESS, während sich die Netzspannung im Bereich von 0,9 p.u. bis 1,1 p.u. ändert. Dabei werden verschiedene Netzstärken (charakterisiert durch das Short-Circuit-Ratio (SCR)) berücksichtigt.

Außerdem werden verschiedene Steilheiten $k_{VSC} = \frac{Q_{G,ref} \sqrt{2} U_{G,r}}{Q_{G,r} \Delta U_G}$ für die Spannungsstatik geprüft, anhand der Bemessungswerte $Q_{G,ref}$ und $U_{G,r}$ sowie der absoluten Spannungsabweichung ΔU_G . Erwartungsgemäß liefert der ARESS kapazitive Blindleistung im Falle einer zu geringen Netzspannung und induktive Blindleistung im Falle einer zu hohen Netzspannung.

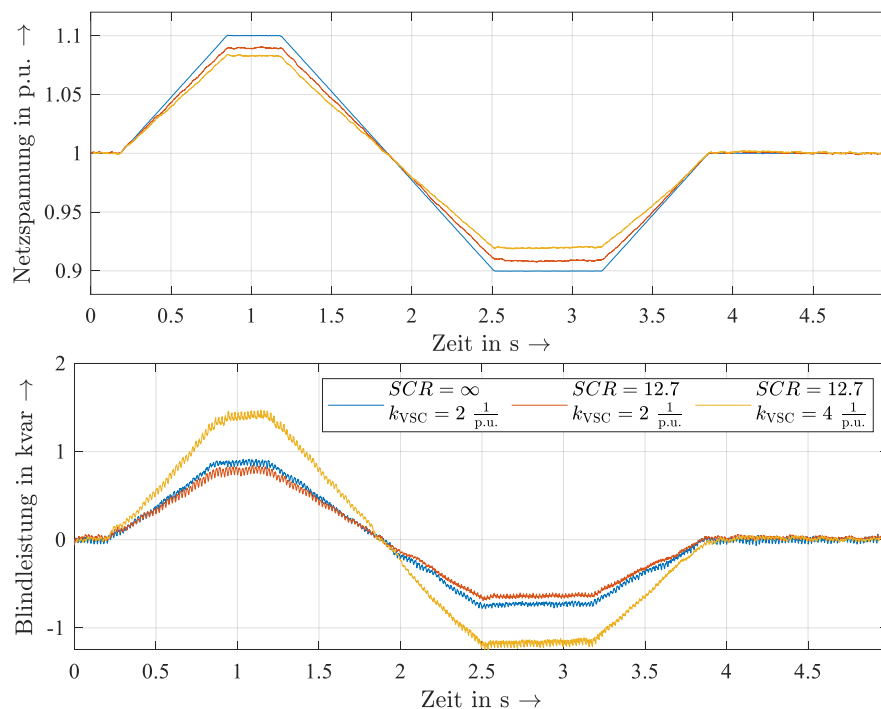


Abbildung 2-2: Test der Spannungsstabilisierung für verschiedene Short Circuit Ratios und Statiken am skalierten Demonstrator.

2.8.2 Frequenzregelung

Die Funktionalität der Frequenzregelung wurde in zwei Schritten untersucht. In Abbildung 2-3 wirkt lediglich der Ansatz zur Synthetischen Trägheit bei verschiedenen Frequenzgradienten, während die schnelle Frequenzantwort deaktiviert bleibt. Erst im zweiten Schritt, in Abbildung 2-4, werden beide

Ansätze überlagert. Es zeigt sich das erwartete Verhalten: Proportional zum Frequenzgradienten liefert der Ansatz zur synthetischen Trägheit die gewünschte Wirkleistungsantwort. Proportional zur absoluten Frequenzabweichung kommt durch die schnelle Frequenzantwort ein Wirkleistungsoffset zur Synthetischen Trägheitsantwort hinzu.

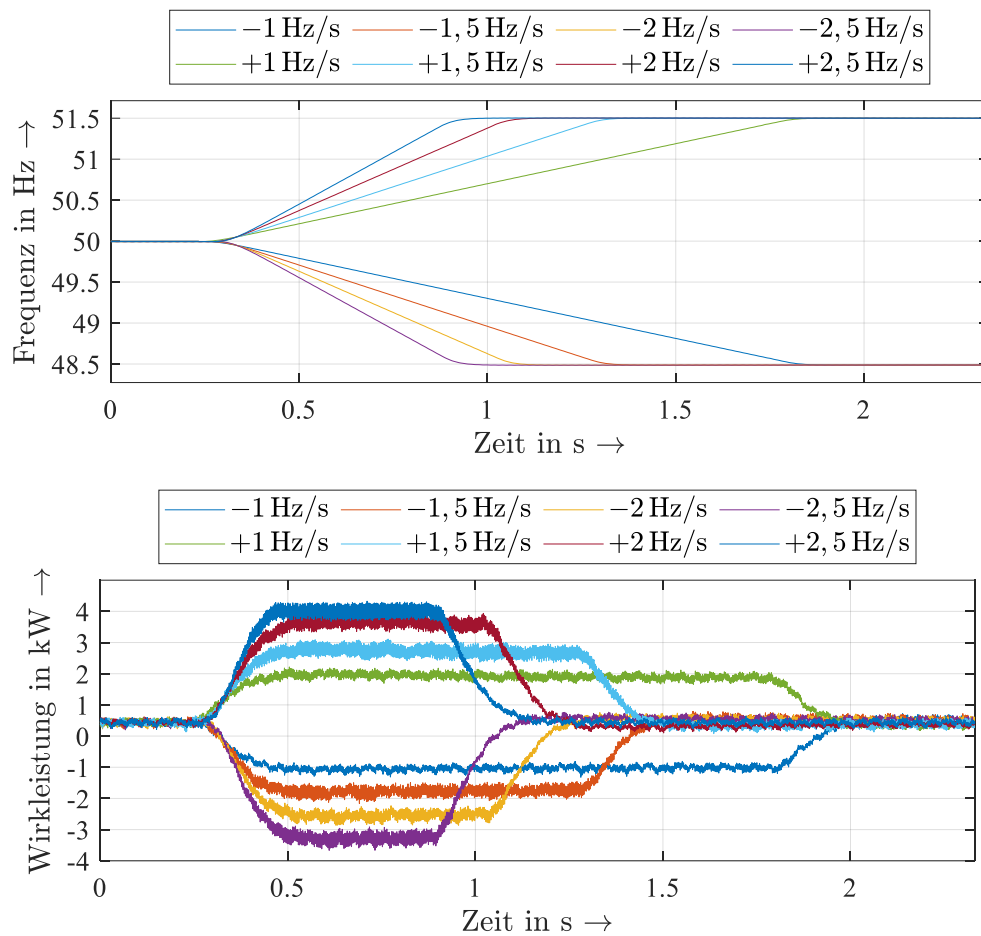


Abbildung 2-3: Test der Frequenzregelung (Synthetische Trägheit) für verschiedene Frequenzgradienten

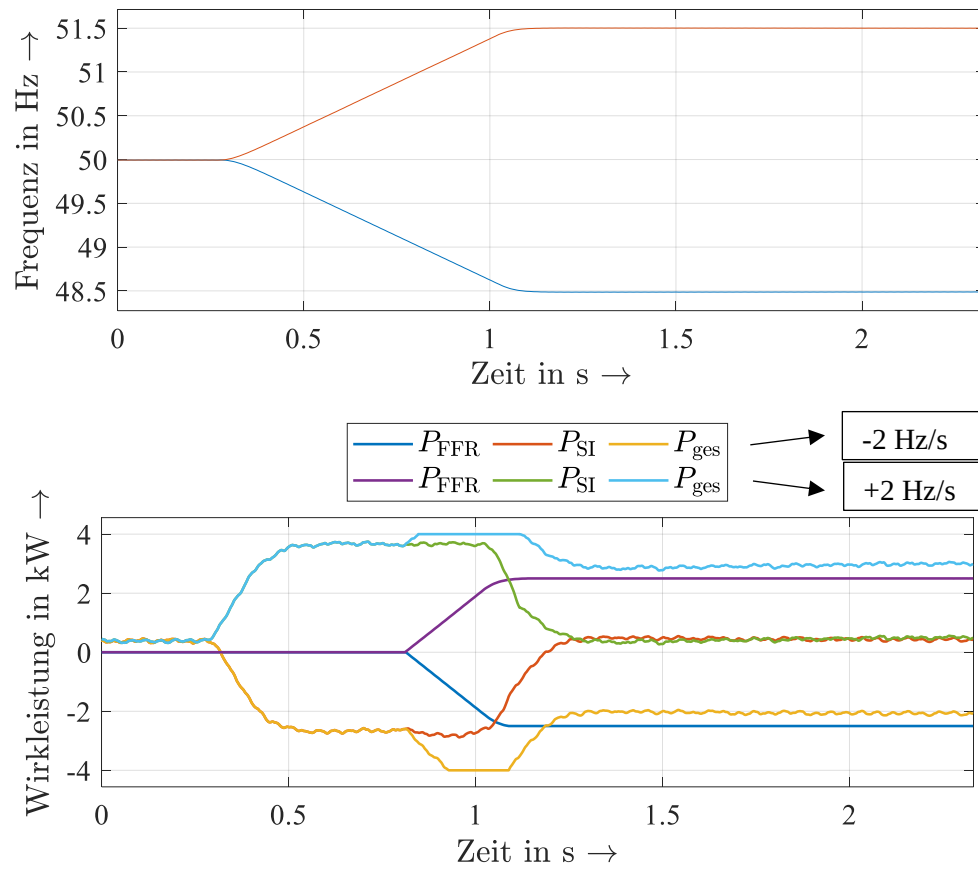


Abbildung 2-4: Test der Frequenzregelung (Synthetische Trägheit überlagert mit Schneller Frequenzantwort) für Frequenzgradienten von $\pm 2 \text{ Hz/s}$

2.8.3 Spannungseinbruch

Im Folgenden werden die Messergebnisse für einen Einbruch der Netzspannung auf 10 % Restspannung für eine Dauer von 150 ms dargestellt. Abbildung 2-5 bis Abbildung 2-8 zeigen die wichtigsten Ergebnisse. Die Regelung erfüllt alle Erwartungen hinsichtlich Robustheit, Dynamik und Regelgüte.

In Abbildung 2-5 (a) ist die vorgegebene Netzspannung dargestellt. Diese bricht für 150 ms auf 10 % ihres Nennwertes ein. In Abbildung 2-5 (b) ist die dazugehörige Rotorspannung zu sehen. Es ist erkennbar, dass die Rotorspannung während des Spannungseinbruchs deutlich höher (1000 V) als die Rotorspannung im Bemessungsbetrieb (50 V) im Rotor ist.

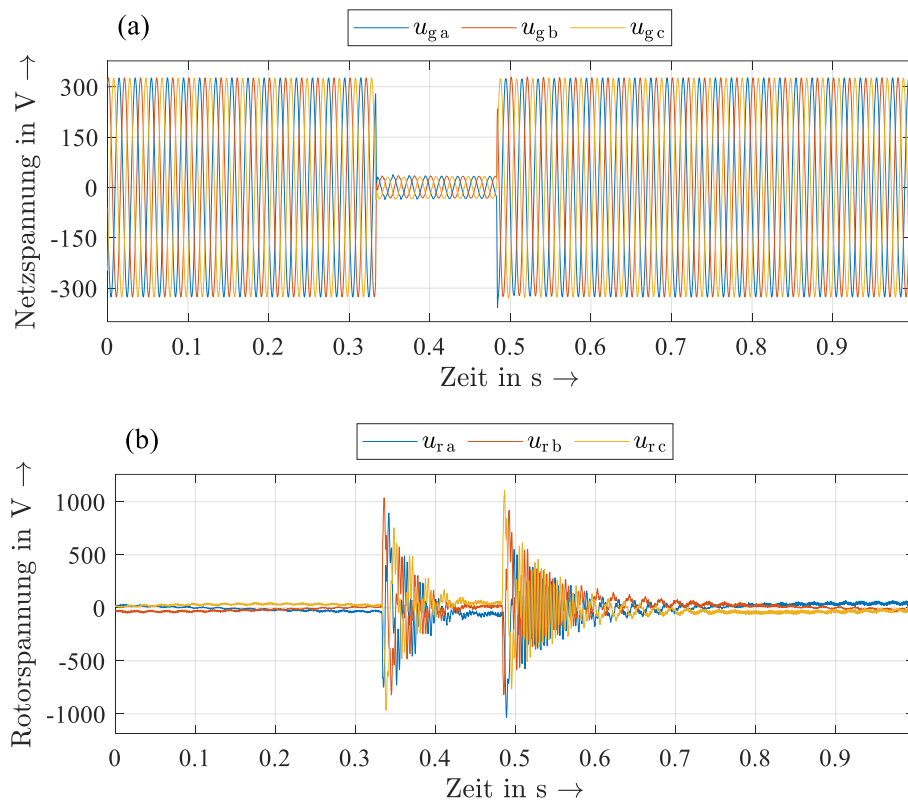


Abbildung 2-5: Spannungseinbruch auf 10 % Restspannung. (a) Netzspannung; (b) Rotorspannung

Abbildung 2-6 (a) zeigt den Netzstrom, welcher neben der 50 Hz-Komponente auch eine DC-Komponente enthält, damit der Fluss in der Maschine abmagnetisiert wird.

Diese DC-Komponente im Stator der Maschine führt zu einer 50 Hz-Komponente in den Rotorströmen. Diese sind in Abbildung 2-6 (b) zu sehen.

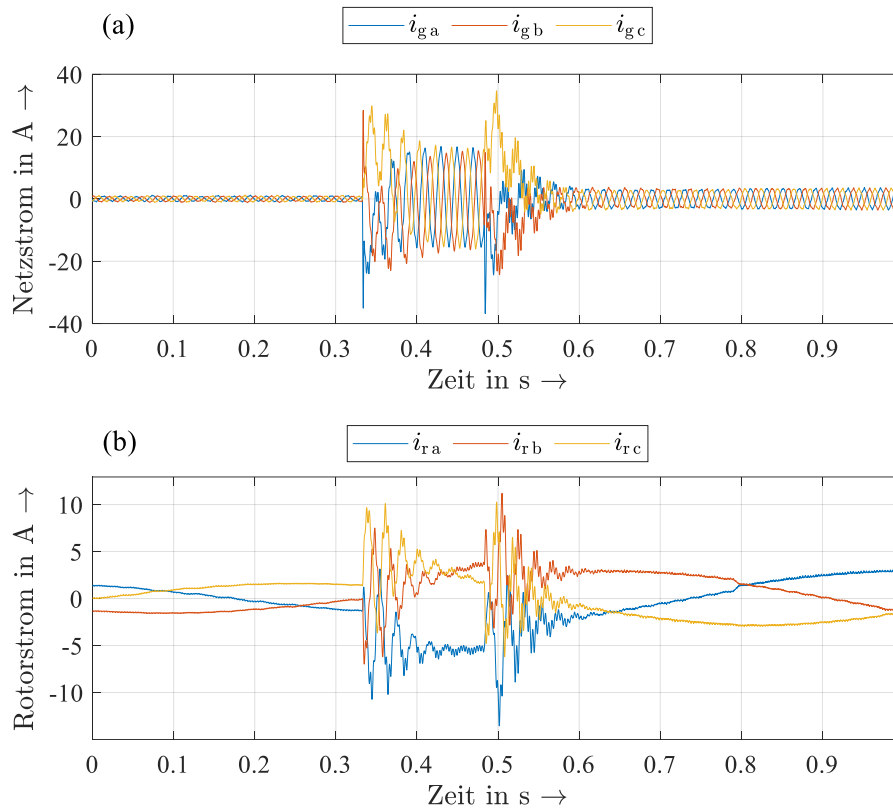


Abbildung 2-6: Spannungseinbruch auf 10 % Restspannung. (a) Netzstrom; (b) Rotorstrom

Die Umrichterströme (Armströme) sind in Abbildung 2-7 (a) dargestellt. Diese setzen sich neben den Ein- und Ausgangsströmen auch aus Symmetrierungsströmen zusammen, welche benötigt werden, um die Kondensatorspannungen zu balancieren. Letztere sind in Abbildung 2-7 (b) aufgeführt. Es ist zu sehen, dass diese durch den Spannungseinbruch und die Spannungswiederkehr auseinandergetrieben, und anschließend durch die Symmetrierungsströme wieder ausbalanciert werden.

Zur Validierung der Stromregelung zeigen Abbildung 2-8 (a) und Abbildung 2-8 (b) die Ist-Werte der dq-Stator- bzw. Rotorströme gemeinsam mit den jeweiligen dq-Referenzen im netzspannungssynchronen Koordinatensystem. Es wird ersichtlich, dass die Regelung auch transient den Referenzen gut folgen kann. Da sich die Drehzahl des Schwungrads aufgrund deaktivierter Drehzahlregelung während des Fehlers reduziert, muss das Schwungrad im Anschluss wieder bis zur Referenzdrehzahl beschleunigt werden. Zudem wird die Vorfehler-Magnetisierungsstrategie erst 500 ms nach dem Fehler wieder aufgenommen. Daher unterschieden sich die dq-Ströme des Stators und Rotors nach der Spannungswiederkehr von dem Vorfehlerzustand, bis sich erneut die stationären Vorfehler-Werte einstellen.

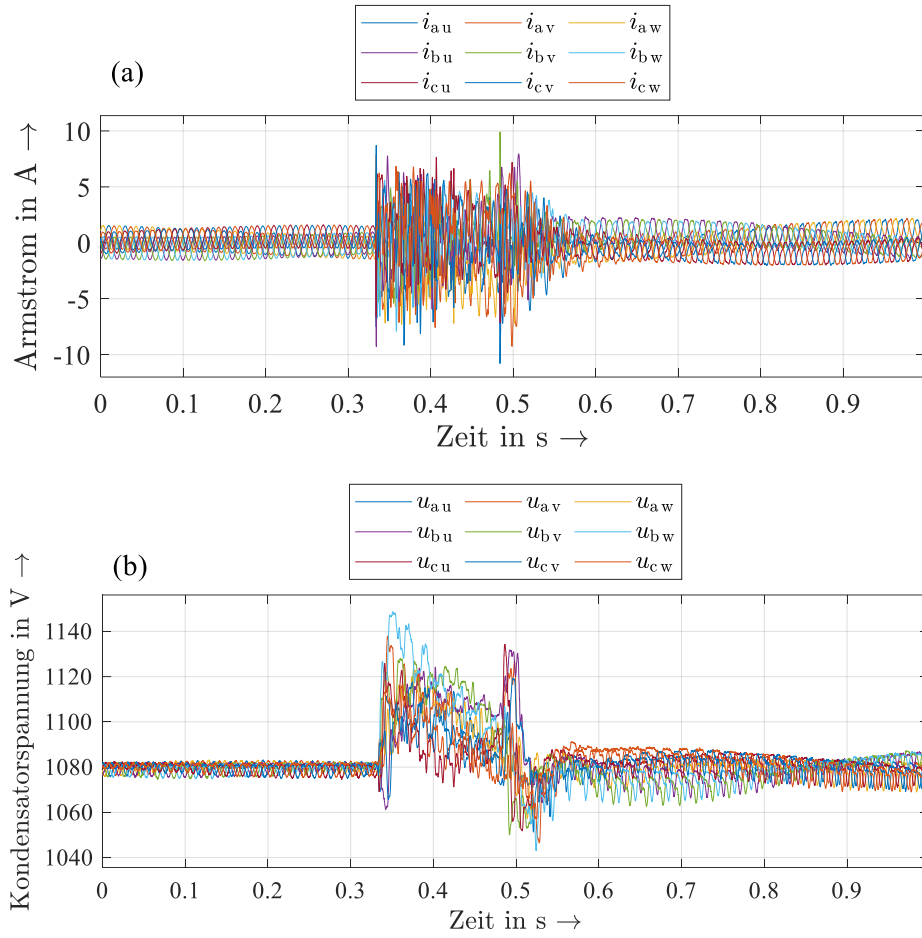


Abbildung 2-7: Spannungseinbruch auf 10 % Restspannung. (a) Armströme des Umrichters; (b) Kondensatorspannungen

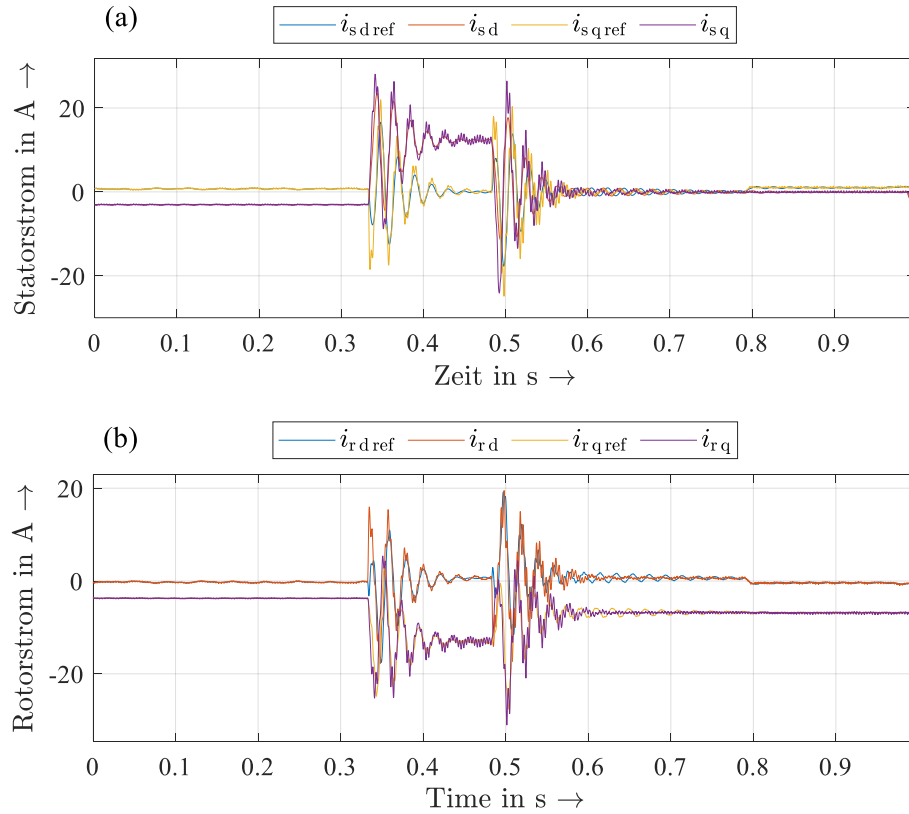


Abbildung 2-8: Spannungseinbruch auf 10 % Restspannung. (a) Statorstrom; (b) Rotorstrom

3 Fortschreibung des Verwertungsplans

3.1 Erfindungen/ Schutzanmeldungen und erteilte Schutzrechte, die vom AN oder von am Vorhaben Beteiligten gemacht oder in Anspruch genommen wurden, sowie deren standortbezogene Verwertung (Lizenzen u. a.) und erkennbare weitere Verwendungsmöglichkeiten

Es wurden keine Erfindungen, Patente oder ähnliches eingereicht.

3.2 Wissenschaftliche und/ oder technische Erfolgsaussichten nach Auftragende (mit Zeithorizont) – z. B. auch funktionale/ wirtschaftliche Vorteile gegenüber Konkurrenzlösungen, Nutzen für verschiedene Anwendungsgruppen/Industrien am Standort Deutschland, Umsetzungs- und Transferstrategien

Neben der in diesem Projekt untersuchten Topologie werden weitere Lösungen zur Bereitstellung von Momentanreserve diskutiert. Dabei geht es hauptsächlich um Lösungen mit Batteriespeichern [11] bzw. Super-Kondensatoren [12] als Energiespeicher. Allerdings untersuchen die Systeme lediglich die Netzdienstleistungen zur Frequenz und Spannungsstabilisierung. Der Beitrag einer signifikanten Kurzschlussleistung im Fehlerfall wird, im Gegensatz zum ARESS, nicht untersucht.

Der Vorteil des Schwungradspeichers ist die vergleichsweise hohe Entladeleistung bei gegebener Speicherkapazität [13]. Somit kann das Schwungrad für die gegebene Leistung deutlich kleiner dimensioniert werden als eine Batterie mit gleicher Leistung. Durch die hohen Leerlaufverluste des Systems ist das System deutlich schneller entladen als die Konkurrenzlösungen, insofern die Verluste nicht aus dem Netz gedeckt werden.

Aus unserer Sicht ist das Projekt ARESS letzten Endes an der hohen Komplexität der Topologie, der daraus resultierenden längeren Entwicklungszeit, der gegenüber den Erwartungen geringeren Kurzschlussleistung sowie den hohen Verlusten eingestellt worden.

3.3 Wissenschaftliche und/ oder technische Erfolgsaussichten nach Auftragsende (mit Zeithorizont) - u. a. wie die geplanten Ergebnisse in anderer Weise (z. B. für weitere öffentliche Aufgaben, Datenbanken, Netzwerke, Transferstellen, etc.) genutzt werden können. Dabei ist auch eine etwaige Zusammenarbeit mit anderen Einrichtungen, Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen u. a. einzubeziehen

- Die Synchronisationseinheit und die Netzregelung sind allgemein auf andere Energiespeicher-Topologien übertragbar.
- Die Regelung für den Stromrichter kann für ähnliche Anwendungen (Windkraftanwendungen, Pumpspeicherkraftwerke) adaptiert werden.
- Die Auslegungsalgorithmen für den Stromrichter sind allgemein auf Modulare Multilevel Konverter anwendbar.
- Die Modelle des elektrischen Antriebes (bspw. Erzeugung von Oberschwingungen, Maschinen und Stromrichterbelastungen) können auf Antriebe angewendet werden, welche ebenfalls doppelt gespeiste Asynchronmaschinen verwenden (bspw. Windkraftanlagen).

3.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase bzw. die nächsten innovatorischen Schritte

Da das Projekt vorzeitig beendet wurde, ist nicht zu erwarten, dass weitere Schritte notwendig sind.

4 Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben

Aufgrund der vorzeitigen Beendigung des Projektes wurden folgende Arbeitspakete nicht vollständig bearbeitet:

- 2.2.1.1 Einfluss der Sättigung von Maschine und Transformator(en) auf die Betriebsparameter in Absprache mit Siemens Mühlheim
- 2.4.1.2 Simulation des Systemverhaltens bei ausgewählten Systemfehlern
- 2.4.1.3 Entwurf eines Schutzkonzeptes für die simulierten Fehler
- 2.4.1.4 Implementieren und Simulieren der sättigungsabhängigen Parameteränderung von Maschine und Transformatoren abhängig vom Fehlerfall
- 2.4.2.3 Ableitung und simulative Verifikation einer Schutzstrategie für den stromrichternahen Schutz
- 2.4.2.4 Ausarbeitung eines Konzepts zur praktischen Umsetzung des Schutz- und Redundanzkonzepts (Soft- und Hardware)

5 Präsentationsmöglichkeiten für mögliche Nutzer – z. B. Anwenderkonferenzen

Die Ergebnisse des Teilvorhabens der TU-Dresden wurden auf renomierten Konferenzen und Journals publiziert. Hierzu gehören:

- *IEEE Open Journal for Industrial Applications*
- *IEEE Transactions on Power Electronics*
- *IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC) 2023*
- *The 19th International Conference on AC and DC Power Transmission 2023*
- *9. Fachtagung Elektromechanische Antriebssysteme 2023*
- *Treffpunkt Netze Mitteldeutschland, BDEW, Dresden 2022*
- *20. Technischer Tag der VEM, Wernigerode 2023*

6 Einhaltung der Ausgaben- /Kosten- und Zeitplanung

Die Planung hinsichtlich Kosten und Zeit wurde eingehalten.

7 Literatur

- [1] J. Kienast, S. Bernet, and G. Sturm, "Operation, Design and Losses of the Modular Multilevel Matrix Converter in a Flywheel Energy Storage System," *IEEE Open J. Ind. Appl.*, 2023, doi: 10.1109/OJIA.2023.3323855.
- [2] J. Kienast, S. Bernet, G. Sturm, and W. Hofmann, "Doubly Fed Induction Generator in a Flywheel Energy Storage with Stator Harmonic Compensation," in *2023 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, May 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/IEMDC55163.2023.10239040.
- [3] J. Kienast *et al.*, "A new Grid-stabilizing Component: A Flywheel Energy Storage System based on a Doubly Fed Induction Generator and Modular Multilevel Matrix Converter," in *The 19th International Conference on AC and DC Power Transmission*, May 2023, pp. 246–253. doi: 10.1049/ICP.2023.1336.
- [4] P. Rodríguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, and D. Boroyevich, "Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, Mar. 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.890000.
- [5] G. Sturm, J. Kienast, W. Hofmann, and S. Bernet, "Regelung eines Schwungradspeichers mit doppeltgespeister Drehstromasynchronmaschine und Multilevel Matrixumrichters zur Sicherung der Momentanreserve in trägheitsarmen Netzen," in *ETG-Fachbericht 172*, 2023, pp. 340–346.
- [6] G. Sturm, W. Hofmann, and J. Kienast, "Grid Synchronization of a Grid Stabilizer with Doubly Fed Induction Generator and Flywheel," *to be Publ. Speedam 2024*.
- [7] J. Kienast, A. Hoffman, M. Hoer, and S. Bernet, "Novel Distributed Control Platform and Algorithm for a Modular Multilevel Matrix Converter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 38, no. 7, pp. 8089–8101, Jul. 2023, doi: 10.1109/TPEL.2023.3260241.
- [8] F. Kammerer, "Systemanalyse und Regelung des Modularen Multilevel Matrix Umrichters als Antriebsumrichter," Dr. Hut, 2016.
- [9] L. Lowski, J. Kienast, A. Hoffmann, and S. Bernet, "New Tolerance Band Modulator for

- Modular Multilevel Matrix Converter,” *to be Publ. ECCE 2024*.
- [10] C. Lascu, I. Boldea, F. Blaabjerg, and W. Chen, “A class of flux observers for doubly-fed induction generators used in small power wind generation systems,” *2013 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2013*, pp. 2289–2295, 2013, doi: 10.1109/ECCE.2013.6646993.
 - [11] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and X. Li, “A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 4, pp. 2820–2824, Apr. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2759256.
 - [12] S. Schneider, R. Morgenstern, K. Lipiec, and S. M. I. Huq, “Internal phase-based real inertia power response of STATCOM with supercapacitor during high ROCOF events in AC grid,” *IET Conf. Proc.*, vol. 2023, no. 1, pp. 347–351, 2023, doi: 10.1049/ICP.2023.1352.
 - [13] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. Heidelberg: Springer Vieweg, 2014. doi: 10.1007/978-3-642-37380-0.

8 Anhang

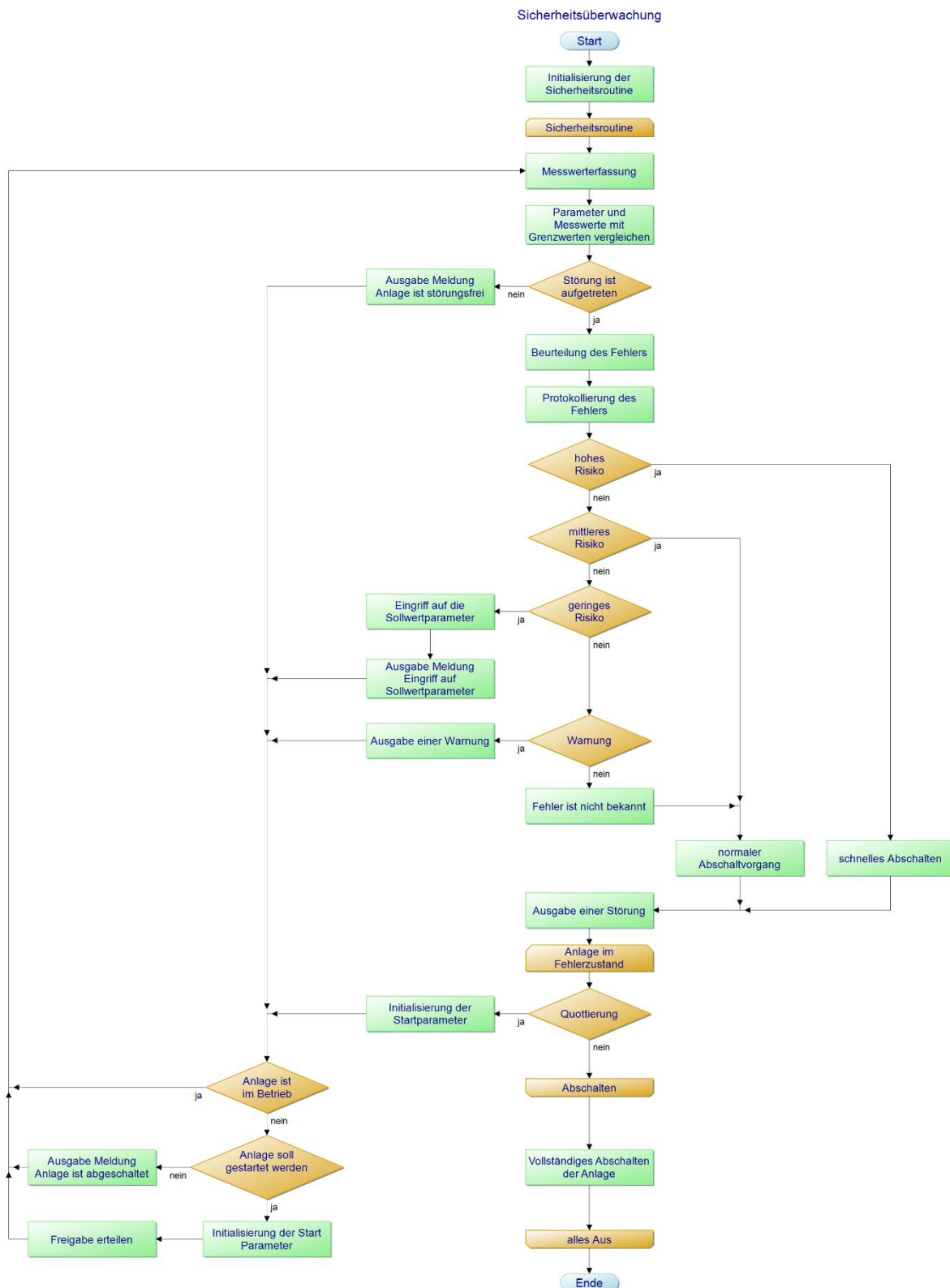


Abbildung 8-1: Programmablaufplan der Sicherheitsüberwachung