



HYDRO

RENAISSANCE VON ROTIERENDEN PHASENSCHIEBERN

ENERGIEINNOVATION 2022, SERDAR KADAM, 16.2.2022

ANDRITZ

ENGINEERED SUCCESS

ÜBERSICHT



01 EINLEITUNG

02 EIGENSCHAFTEN VON ROTIERENDEN PHASENSCHIEBERN

03 PARAMETRISCHE STUDIE

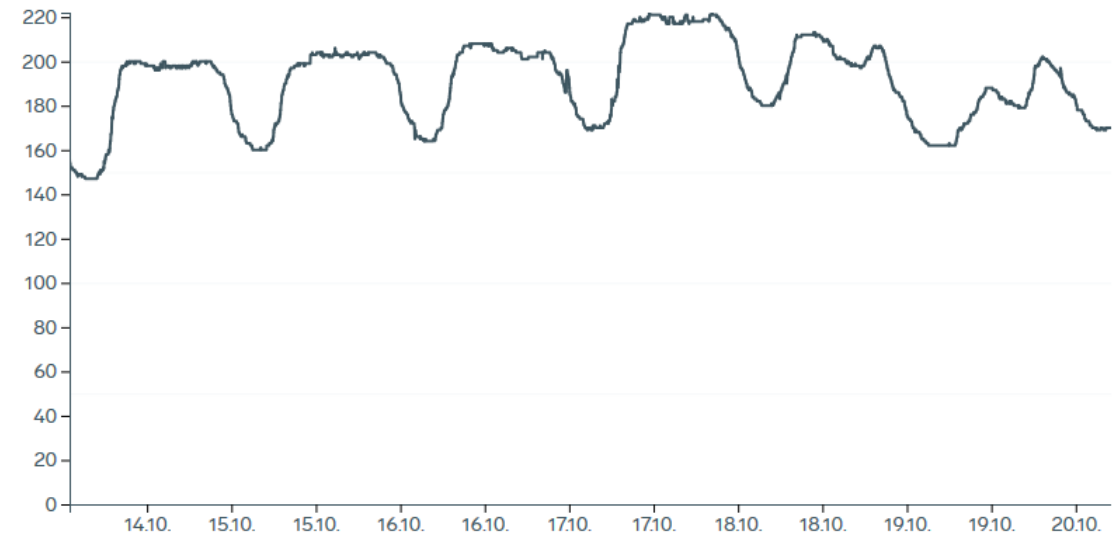
04 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

MONITORING DER MOMENTANRESERVE



Momentanreserve wird in einigen Regionen bereits überwacht und Schritte zur Erhöhung gesetzt

- Die Momentanreserve ist abhängig von Erzeugungsmix. Die Sicherstellung der minimalen Momentanreserve durch Kohle- und Gaskraftwerke verzögert das Erreichen der CO₂-Ziele
- Nordic Power System
 - Inertia Monitoring
- Vereinigtes Königreich (Inertia / Sk")
 - Stability Pathfinder 3 (2025-2035)
 - 15GVAs / 7.5GVA (Ausschreibung)
 - Stability Pathfinder 2 (2022-2034)
 - Ziel: 6GVAs / 8.4GVA
 - Stability Pathfinder 1 (2021-2026)
 - Ziel: 25GVAs
 - Abgeschlossen: 12.5GVAs



<https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/load-and-generation/InertiaofNordicpowersystem/>

ZUSAMMENHANG ZWISCHEN INERTIA UND ROCOF



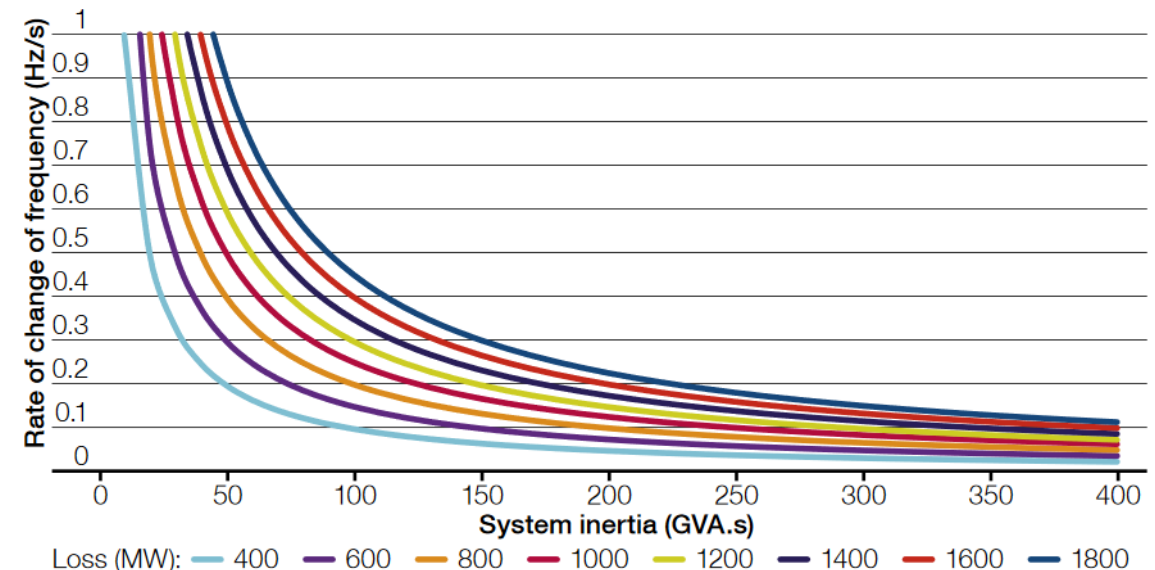
Rate-of-change-of-frequency (RoCoF)

- Bei einem Kraftwerksausfall wirkt die Momentanreserve dem Frequenzabfall entgegen
- Vereinigtes Königreich (Kritische Grenze 140GVAs)
- Zusätzlich: Durch den Wegfall von thermischen Kraftwerken sinkt in wenig vermaschten Netzen die Kurzschlussleistung. Negativer Einfluss auf die Aufnahmefähigkeit von PV/Wind mit netzfolgenden Wechselrichtern
- Vgl. Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve bis 2030 in Deutschland¹: ~ 600 GVAs

¹Deutscher Netzentwicklungsplan Strom

Figure 3.11

Instantaneous absolute RoCoF, relationship between absolute loss size and inertia



<https://www.nationalgrideso.com/document/63481/download>

ÜBERSICHT



01 EINLEITUNG

02 EIGENSCHAFTEN VON
ROTIERENDEN
PHASENSCHIEBERN

03 PARAMETRISCHE STUDIE

04 ZUSAMMENFASSUNG UND
AUSBLICK

ERZIELBARE ANLAUFZEITKONSTANTEN MIT ROTIERENDE PHASENSCHIEBERN

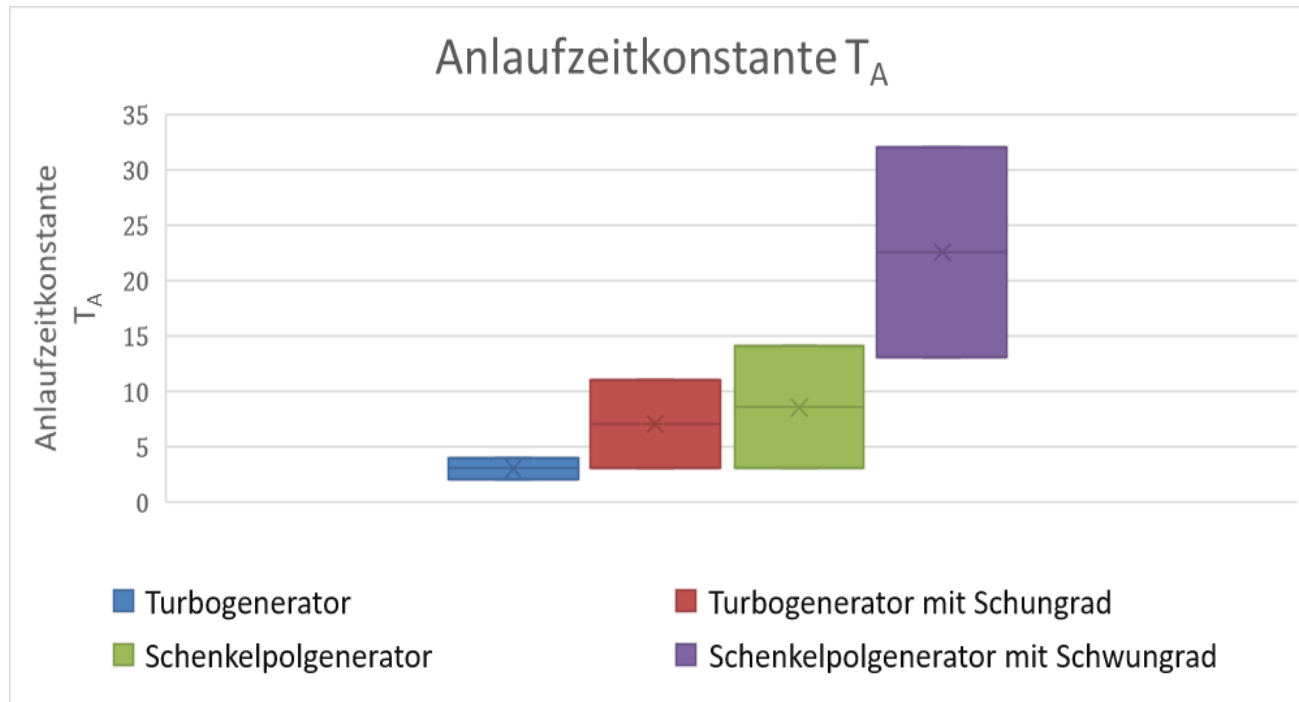


Trägheitskonstante $H=(J\omega^2/2S_{\text{NOM}})$ Anlaufzeitkonstante $T_A = 2 \times H$

Anlaufzeitkonstanten:

Turbogeneratoren: 2s-3s bzw. 3s bis 11s

Schenkelpolgeneratoren: 3s bis 13s bzw. 13s bis 32s



Turbogeneratoren

3000U/min 1500U/min

Kleine Durchmesser

Langgezogene Bauform

Kritische Drehzahl unter Nenndrehzahl

Schenkelpolgeneratoren

z.B. 750U/min

Größere Durchmesser möglich

Kompakte Bauform

Kritische Drehzahl über Nenndrehzahl

ROTIERENDE PHASENSCHIEBER



Charakteristika

Start

Umrichter / bzw. Ponymotor

Erregung

Statische Erregung (Bürsten)

Rotierende Erregung (Erregermaschine)

Spannungsversorgung

Kühlung

Luftgekühlt

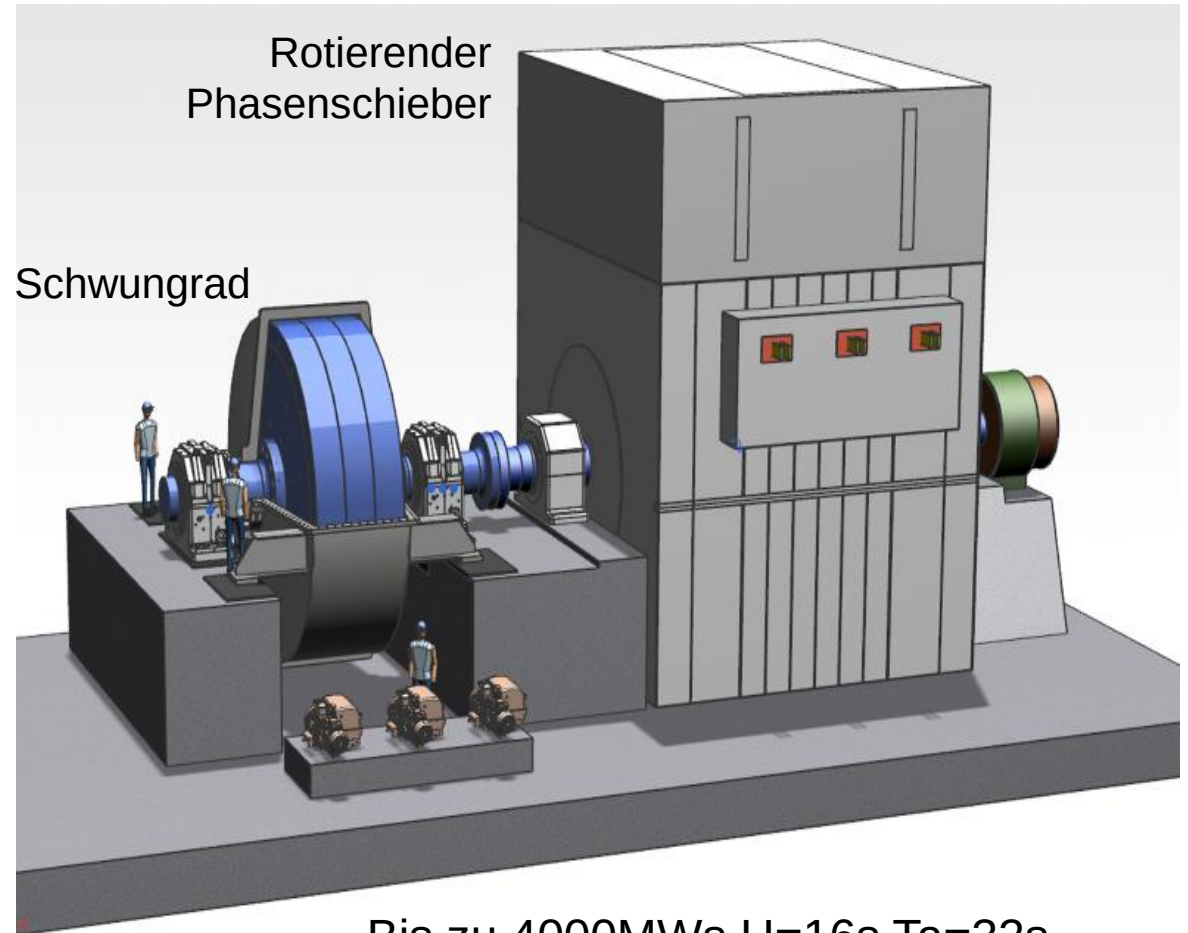
Wassergekühlt

Bereitgestellte Netzdienstleistungen

Kurzschlussleistung

Momentanreserve

Blindleistung



Bis zu 4000MWs H=16s Ta=32s

ÜBERSICHT



01 EINLEITUNG

02 EIGENSCHAFTEN VON
ROTIERENDEN
PHASENSCHIEBERN

03 PARAMETRISCHE STUDIE

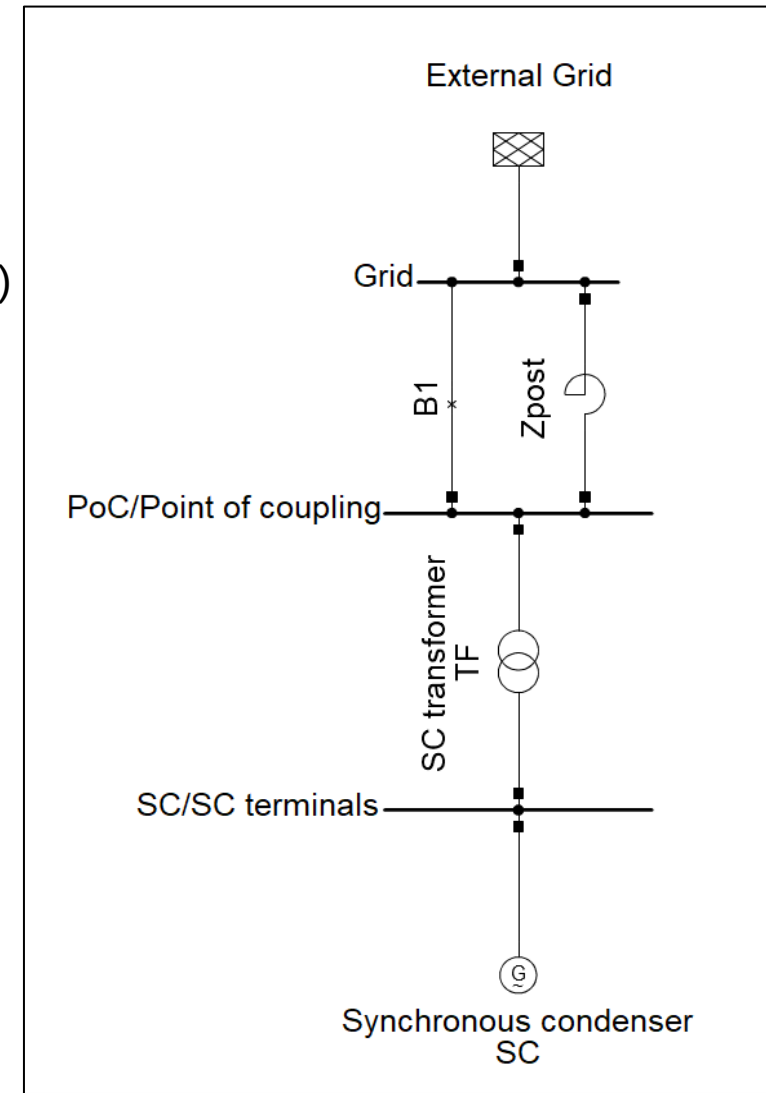
04 ZUSAMMENFASSUNG UND
AUSBLICK

BETRACHTETES NETZMODELL



Variation der Kurzschlussleistung und Anlaufzeitkonstante des Netzes

- 150 MVA Synchrongeneratormodell mit $H=3,44s$
- Phasenschieberbetrieb im Spannungsregelungsmodus (Generatorklemmen)
- Lieferung von 100MVAR ins Netz im Vorfehlerfall
- Variation des Stoßfaktors (Maximale Erregerspannung)
- Spannungseinbruch auf 0V für 250ms
- Verdoppelung der Netzimpedanz mit Fehlerende
- „Unbelastetes“ Netz (Ein Netzknoten im Vorfehlerfall)

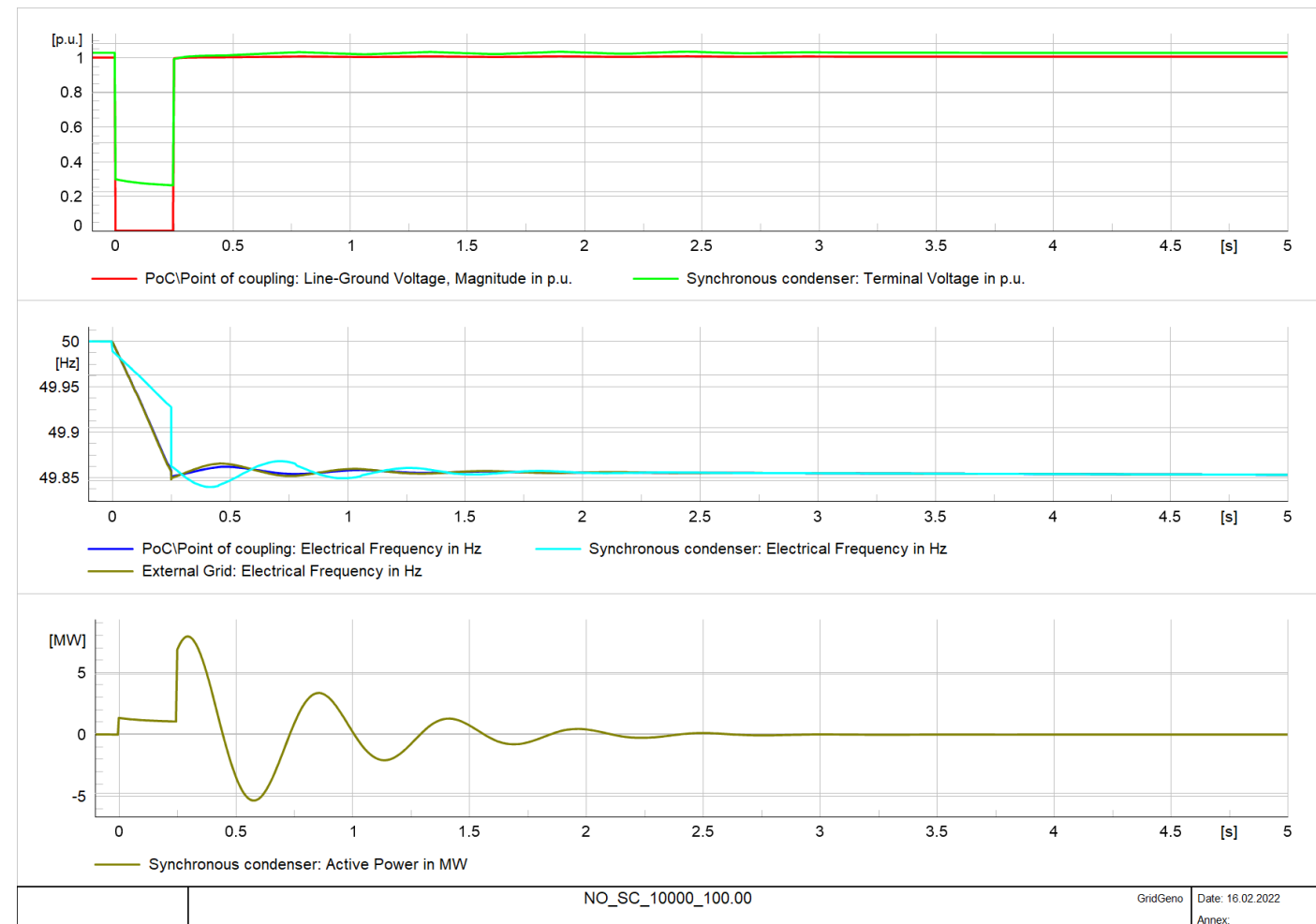


AUSWIRKUNGEN DES SIMULIERTEN FEHLERS



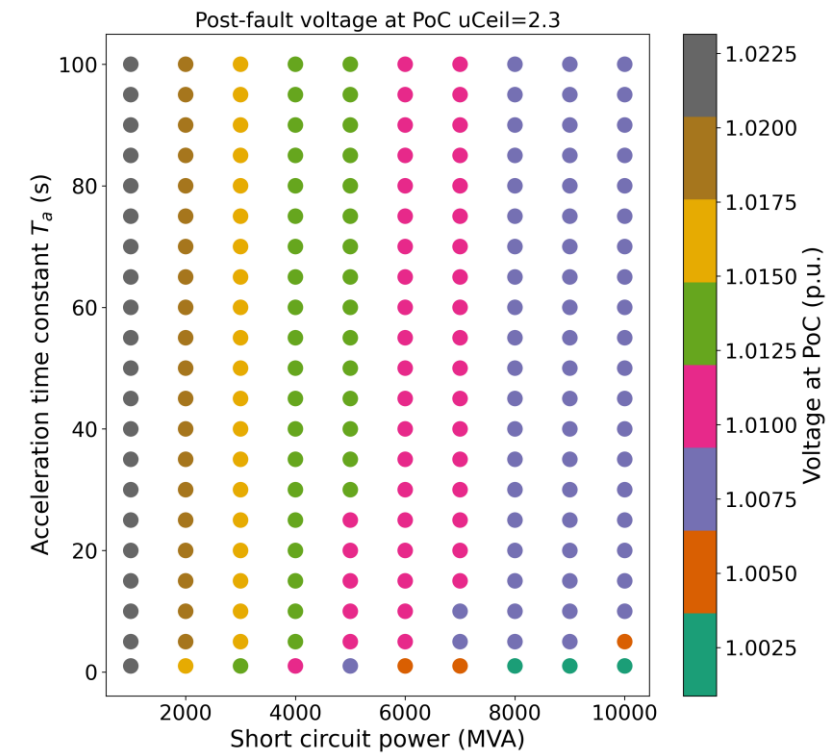
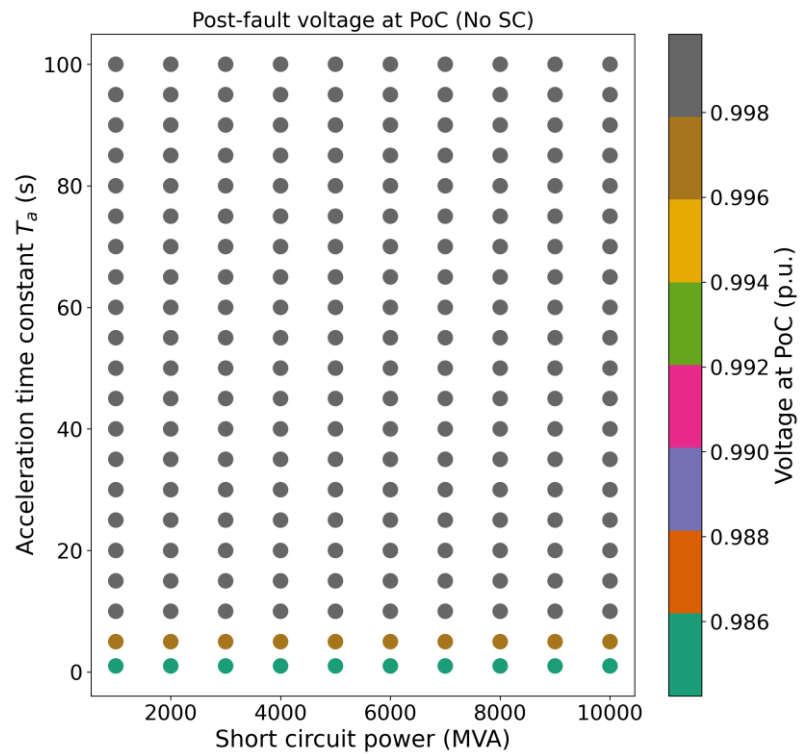
Netzparameter: $S_k = 10 \text{ GVA}$ $T_a = 5 \text{ s}$

- Spannungseinbruch an den Generatorklemmen auf etwa 30%
- „satter Kurzschluss“ entkoppelt Netz und rotierenden Phasenschieber
- Frequenzdrift zwischen Netz und rotierendem Phasenschieber
- Ausgleichsvorgang nach Fehlerende

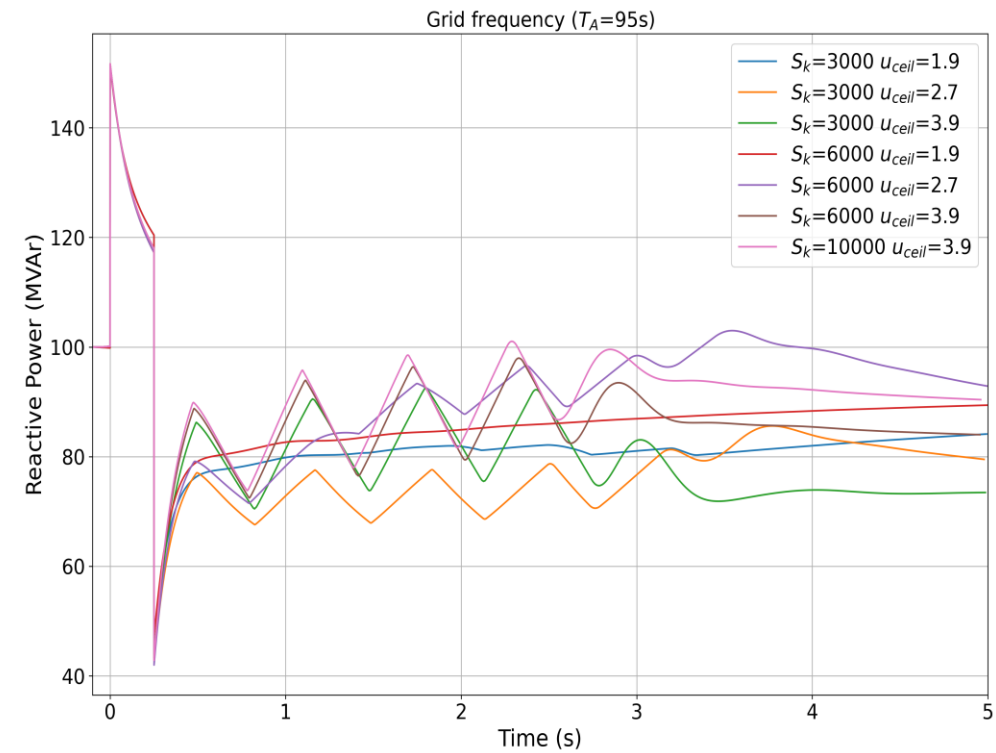
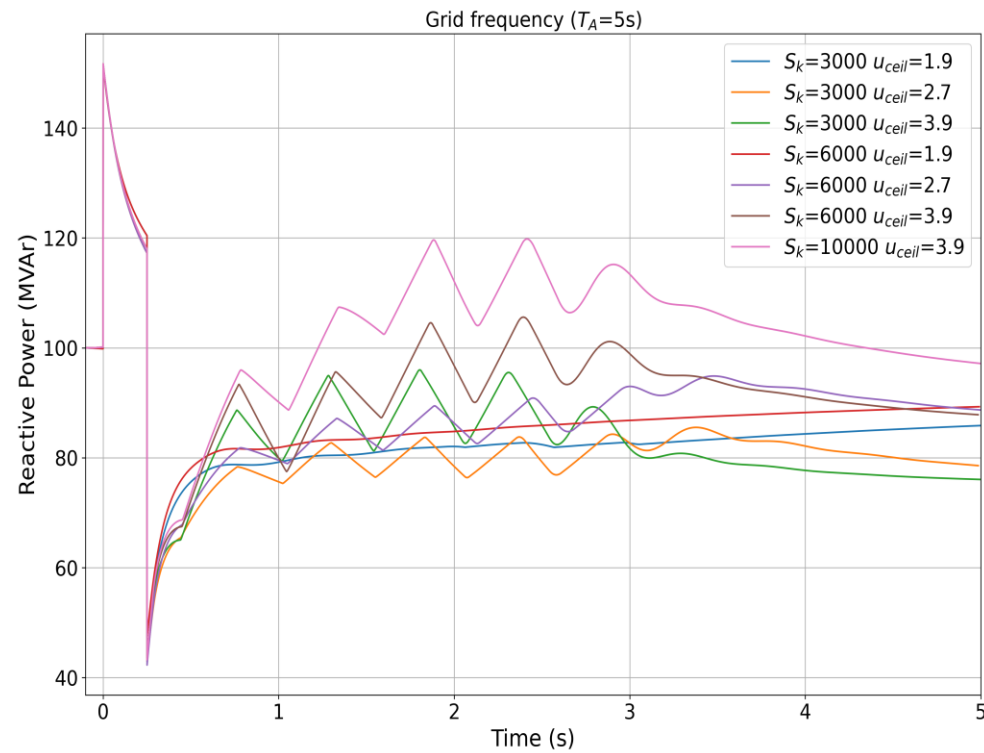


VERGLEICH MIT UND OHNE ROTIERENDEM PHASENSCHIEBER

Untersuchte Szenarien



EINFLUSS DES STOßFAKTORS UND NETZPARAMETER AUF DAS VERHALTEN NACH FEHLERLENDE

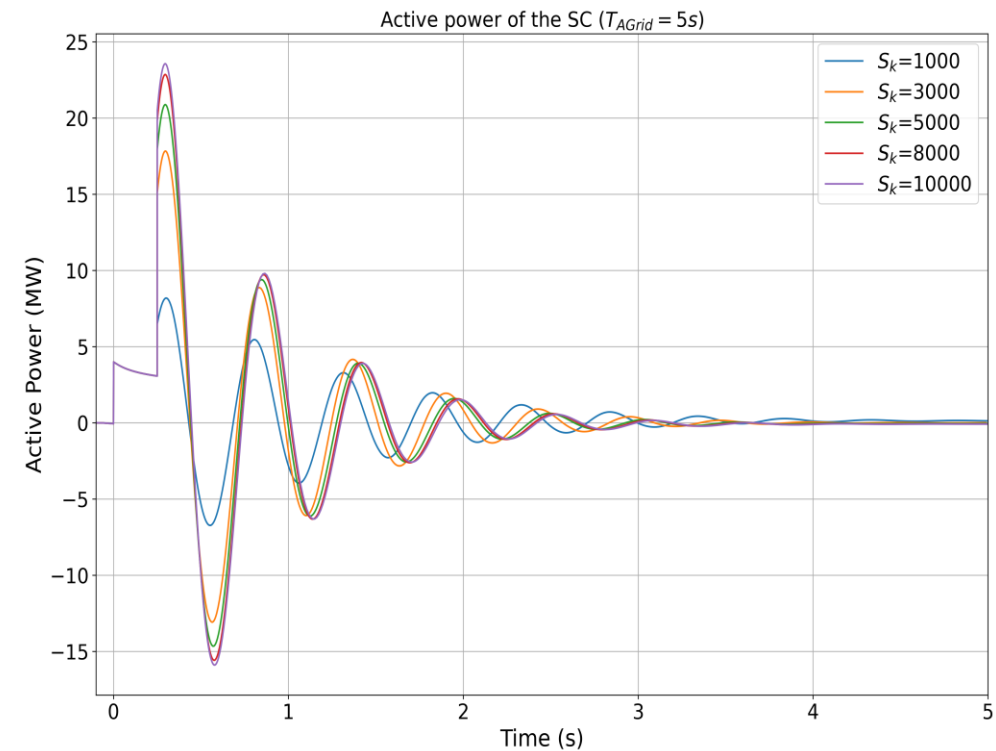
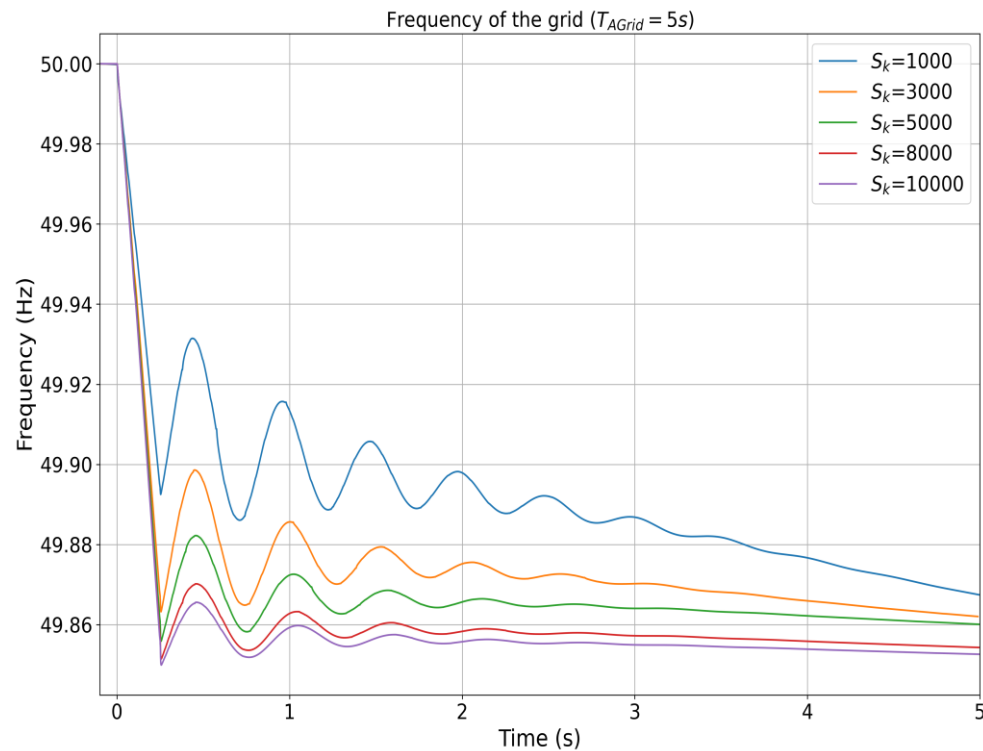


WIRKLEISTUNGSPENDELUNGEN NACH FEHLERENDE



Ausgleich zwischen Frequenz im Netz und dem rotierendem Phasenschieber

- Instantane Reaktion nach Fehlerende



ÜBERSICHT



01 EINLEITUNG

02 EIGENSCHAFTEN VON
ROTIERENDEN
PHASENSCHIEBERN

03 PARAMETRISCHE STUDIE

04 ZUSAMMENFASSUNG UND
AUSBLICK

- Das Verhalten während des Fehlers ist praktisch unabhängig vom Stoßfaktor der Erregung.
- Nach Fehlerende bricht die Blindleistung auf nahezu 40% ein. Nach dem Fehler haben sowohl die Netzparameter als auch der Stoßfaktor einen Einfluss.
- Es kommt zu einem unverzögerten beginnenden Ausgleichsvorgang über die Wirkleistung mit einem abklingenden Verhalten.
- Das Erregersystem rotierender Phasenschieber regelt üblicherweise die Generatorklemmenspannung. Ändert sich während eines Netzfehlers die Netzimpedanz (z.B. Umschaltung , etc.) wird der Sollwert mit einer geringeren Blindleistung erreicht.
- Das externe Netz wurde im „Leerlauf“ betrachtet. In extrem stark belasteten Netzen (Betrieb in der Nähe des Kipppunktes auf der P/U-Kurve) sollten die Auswirkungen der Wirkleistungsspendelungen und der reduzierten Blindleistung nach dem Fehlerfall Berücksichtigung finden.

- Der zukünftige Bedarf an Netzdienstleistungen (vergütet/unvergütet) unterscheidet sich je nach Struktur der Übertragungsnetze und Erzeugungsmix
- Vergütung von Momentanreserve und schnelle Regelreserven zu beobachten (z.B: Fast frequency response)
- Rotierende Phasenschieber (Schenkelpolgeneratoren) sind flexible Lösungen die je nach Anforderungen (verlust-) optimiert werden können
- Rotierende Phasenschieber erfüllen höchste Ansprüche an Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit
- In Kombination mit Batteriespeichern oder STATCOM, können Vorteile von beiden Systemen kombiniert werden