



Untersuchung der FRT-Fähigkeit eines Hydrogenerators unter besonderer Berücksichtigung des Back-Swing-Effekts

Darko Brankovic · Robert Schürhuber · Herwig Renner

Eingegangen: 17. September 2021 / Angenommen: 30. November 2021 / Online publiziert: 16. Februar 2022
 © Der/die Autor(en) 2022

Zusammenfassung Stabilitätsuntersuchungen sind seit Langem ein wichtiges Thema im Netzbetrieb und helfen, einen sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten. Methoden zur Verifikation der Stabilität sind in den Netzanschlussbedingungen [1–7] definiert und umfassen unter anderem die Überprüfung der Fault Ride Through (FRT)-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen, d. h. die Fähigkeit der Anlagen, bei definierten Spannungseinbrüchen ohne Verlust ihrer Stabilität mit dem Netz verbunden zu bleiben. Diese Verifikation geschieht oft durch Simulation, bei größeren Anlagen (rund >10 MW) ist dies stets der Fall. Bei kleineren Anlagen ist es vor allem dann die übliche Vorgehensweise, wenn es sich um eine projektspezifisch ausgelegte Anlage handelt, was etwa bei Wasserkraftanlagen den Regelfall darstellt. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Methoden zur Untersuchung der FRT-Fähigkeit analysiert. Es werden zwei verschiedene Ansätze zum Erzeugen eines Spannungseinbruches überprüft, welche den FRT wesentlich beeinflussen und damit auch zu einem unterschiedlichen Anlagenverhalten führen. Einerseits wird der Spannungseinbruch durch eine geregelte Fehlerimpedanz am Netzanschlusspunkt verursacht, andererseits erfolgt die Simulation eines Spannungseinbruches durch die Modifikation der das Netz darstellenden Ersatzspannungsquelle. Schließlich werden im Artikel auch die Parameter der Ersatzschaltung identifiziert und analysiert, welche einen maßgeblichen Einfluss auf die FRT-Fähigkeit haben.

Schlüsselwörter Synchrongenerator · Requirements for Generators · RfG · Hydrogenerator · TOR-Erzeuger-Richtlinie · FRT-Fähigkeit · Stabilität · Critical fault Clearing Time · CCT · Netzfehler · Back-Swing-Effekt

Investigation of the FRT capability of a hydro-generator with special consideration of the back-swing effect

Abstract Stability investigations have long been an important topic in grid operations and help to ensure the safe operation of the grid. Stability verification methods are defined in the grid connection conditions [1–7] and include, among others, the verification of the Fault Ride Through (FRT) capability of power generation plants, i.e., the capability of the plants to remain connected to the grid during defined voltage dips without losing their stability. This verification is often carried out through simulation. For larger plants (around >10 MW), this is always the case. For smaller plants, it is the usual procedure, especially when the plant is designed for a specific project, which, for example, is the norm for hydropower plants. In this paper, different methods for investigating the FRT capability are analyzed. Two different approaches for generating a voltage dip are reviewed, which significantly influence the FRT and, thus, also lead to different plant behavior. For the first approach, the voltage dip is caused by a controlled fault impedance at the grid connection point, for the second approach, a voltage dip is simulated by modifying the equivalent voltage source representing the grid. Finally, the article also identifies and analyzes the parameters of the equivalent circuit which have a significant influence on the FRT capability.

D. Brankovic, OVE (✉) · R. Schürhuber, OVE ·
 H. Renner, OVE
 Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische
 Universität Graz, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich
darko.brankovic@tugraz.at

Keywords Synchronous generator · Requirements for Generators · RfG · Hydrogenerator · TOR Erzeuger guideline · FRT capability · Stability · Critical fault Clearing Time · CCT · Grid fault · Back-swing effect

1 Einleitung

Aufgrund der immer komplexeren Struktur und wachsenden Variabilität der elektrischen Energieerzeugung ist es wichtig, Richtlinien zu schaffen, welche für die angeschlossenen Anlagen das Verhalten am Netzanschlusspunkt definieren. Die wichtigste Vorschrift dieser Art für den europäischen Raum ist die EU-Verordnung „Requirements for Generators“, im Weiteren kurz „RfG“ bezeichnet [8].

Diese umfasst verschiedene Vorgaben, sowohl zu technischen Rahmenbedingungen als auch zur Art und Weise der Zertifizierung von Anlagen. In Österreich sind die Netzanschlussregeln in den Richtlinien TOR-Erzeuger A, B, C und D [1–4] und in Deutschland in den VDE-AR-N 4105, 4110 und 4120 [5–7] festgelegt, welche auf dem RfG basieren. Diese gelten sowohl für symmetrische, d. h. dreiphasige, als auch für unsymmetrische Fehler.

Eine wichtige Anforderung ist die Fault-Ride-Through-Fähigkeit, kurz FRT-Fähigkeit, von Erzeugungsanlagen. Diese definiert die Fähigkeit einer Anlage, bei einem Spannungseinbruch am Netzanschlusspunkt stabil am Netz zu verbleiben.

Ist die FRT-Fähigkeit nicht gewährleistet, so besteht im Fehlerfall die Gefahr der Trennung der Anlage vom Netz und schlimmstenfalls kaskadenartige Trennungen weiterer Anlagen. Nichtsynchrone, umrichtergekoppelte Anlagen müssen im Fehlerfall parallel zur Aufrechterhaltung der Stabilität auch eine dynamische Netzstützung durch geregelte Einspeisung von zusätzlichem Blindstrom im Mit- und Gegensystem gewährleisten. Konventionelle Anlagen, wie die in diesem Artikel beschriebene Wasserkraftanlage, welche über einen Synchrongenerator und Transformator mit dem Netz verbunden ist, tragen mit ihrem inhärenten Verhalten zur dynamischen Netzstützung bei.

Die FRT-Fähigkeit ist an leistungsstärkeren synchronen Stromerzeugungsanlagen nicht vor Ort überprüfbar, daher ist eine Verifikation durch Simulation die übliche Vorgehensweise. Diese Simulationen müssen das reale Anlagenverhalten ausreichend genau reproduzieren.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung der Fault-Ride-Through-Fähigkeit durch Simulation und den möglichen Auswirkungen auf die Ergebnisse bei Verwendung unterschiedlicher Methoden.

2 Fault Ride Through (FRT) Fähigkeit

2.1 Allgemein

Unter dem Begriff Fault Ride Through (FRT) versteht man das Durchfahren eines Spannungseinbruches am

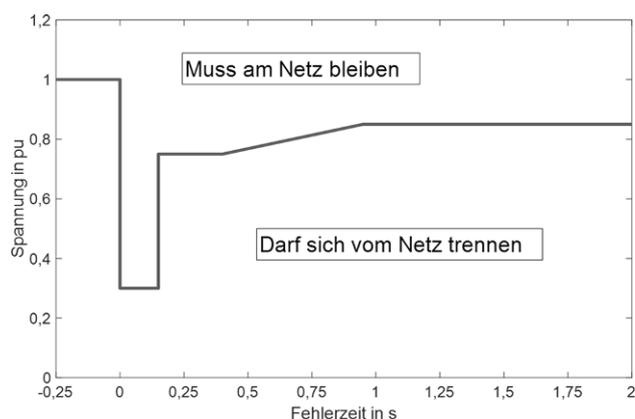


Abb. 1 Verlauf der FRT-Grenzkurve für synchrone Stromerzeugungsanlagen nach TOR Erzeuger Typ B [2], die Spannung bricht für 150 ms auf 30 % ein

Netzanschlusspunkt der Anlage, hervorgerufen durch einen Fehler im Netz. Damit soll garantiert werden, dass sich Stromerzeugungsanlagen im Falle eines solchen Fehlers nicht vom Netz trennen.

Ein Ziel dieser Anforderung ist die Begrenzung eines Erzeugungsverlustes nach Fehlerklärung. Dieser Verlust an Leistungseinspeisung führt schlimmstenfalls zu einem Frequenzkollaps und in weiterer Folge zu kaskadierten Auslösungen, Systemaufteilungen, Lastabwürfen, Brownouts und sogar Blackouts.

Um die Systemstabilität im Fehlerfall aufrechtzuerhalten, wird in den Netzanschlussregeln gefordert, dass die Stromerzeugungsanlagen den Fehlerfall für definierte Spannungskurven ohne Stabilitätsverlust und Trennung vom Netz überstehen. Die in Abb. 1 dargestellte Kurve zeigt den unteren Grenzverlauf der Außenleiterspannung für einen solchen Fehler über der Zeit. Verbleibt die Spannung am Netzanschlusspunkt, typisch an der Oberspannungsklemme des Maschinentransformators, oberhalb dieses definierten Spannungs-Zeit-Profiles, so darf sich die Stromerzeugungseinheit nicht vom Netz trennen [2].

In Abb. 1 ist als Beispiel die Kennlinie aus der Anforderung für synchrone Anlagen vom Typ B aus TOR-

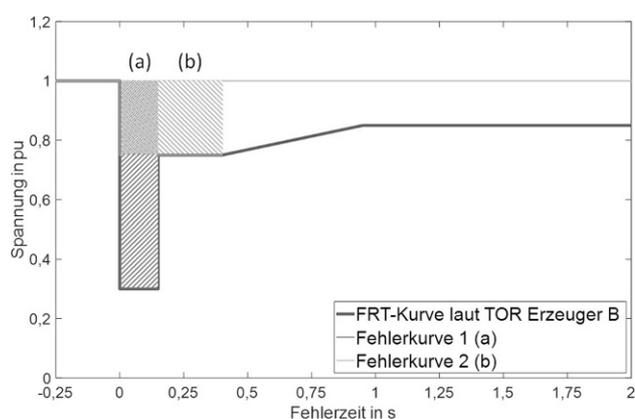
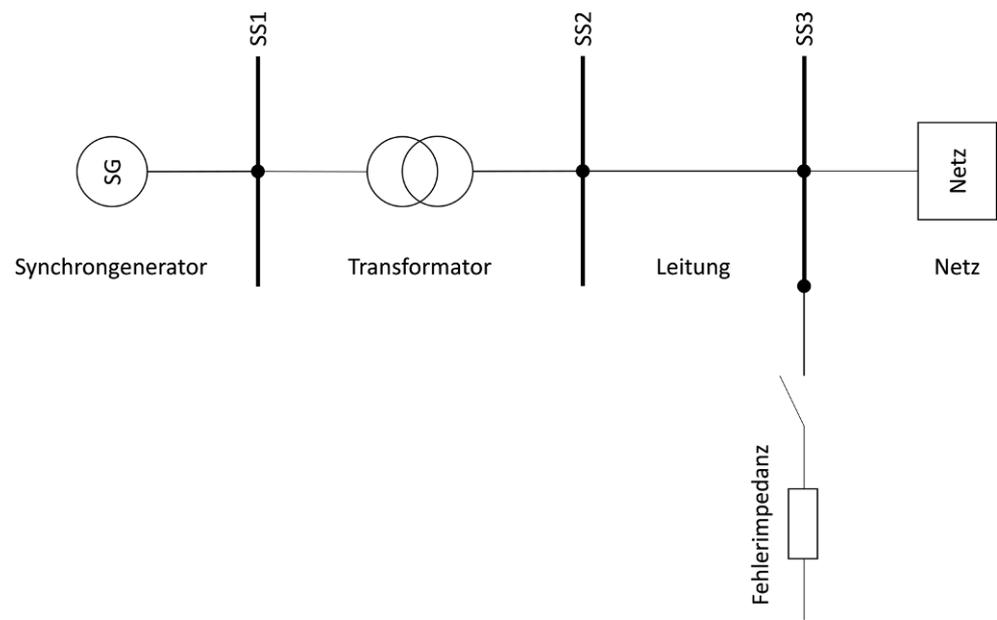


Abb. 2 Kurvenverlauf einer FRT-Überprüfung mittels rechteckförmiger Spannungseinbrüche

Abb. 3 Schaltung des Simulationsmodells für Methode A. Der Synchrongenerator ist über einen Maschinentransformator und eine kurze Leitung mit dem Netz verbunden. Der Messpunkt an Sammelschiene SS3 entspricht dem Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC)



Erzeuger B zu sehen. Eine Typ B Anlage ist dabei als Stromerzeugungsanlage mit einer Bemessungswirkleistung im Leistungsbereich $250 \text{ kW} \leq P < 35 \text{ MW}$ und einer Netznominalspannung von $U_n < 110 \text{ kV}$ definiert [2].

Eine im Anwenderkreis akzeptierte Interpretation der Kurve geht davon aus, dass verschiedene rechteckige Spannungseinbrüche, welche komplett oberhalb der Grenzkurve liegen, ebenfalls ohne Stabilitätsverlust durchfahren werden müssen. Um einen Teil der Fehlerkurve abzudecken, werden in Abb. 2 zwei Spannungseinbrüche definiert, welche einen Wert von 30 % der Vorfehlerspannung und eine Fehlerdauer von 150 ms bzw. einen Wert von 75 % der Vorfehlerspannung bei einer Fehlerdauer von 400 ms aufweisen. Durch Kombination mehrerer solcher Spannungseinbrüche ist es möglich, die komplette geforderte Spannungs-Zeit-Fläche zu überprüfen.

3 Simulationsmodelle für die Überprüfung der FRT-Fähigkeit

Im Folgenden werden die Modelle, welche zur Einprägung bzw. Vorgabe des geforderten Spannungsprofils eingesetzt werden, beschrieben.

3.1 Spannungseinbruch durch Fehlerimpedanz (Methode A)

Eine Variante, um den durch die FRT-Kurve am Netzanschlusspunkt definierten Spannungseinbruch zu erzeugen, ist die Simulation durch die Zuschaltung einer Fehlerimpedanz, welche den gewünschten Spannungseinbruch am Netzanschlusspunkt hervorruft. Dabei wird zwischen einer resistiven (Methode A1) und induktiven (Methode A2) Fehlerimpedanz unterschieden.

In Abb. 3 ist die verwendete Schaltung dargestellt. Die Fehlerimpedanz wird durch einen Schalter an die Sammelschiene SS3 geschaltet. Das Netz wirkt bei Methode A als konstante Spannungsquelle mit Innenimpedanz.

3.2 Spannungseinbruch durch Modifikation der Netzersatzschaltung (Methode B)

Eine zweite Methode zur Erzeugung eines Spannungseinbruchs ist die in Abb. 4 dargestellte Ersatzschaltung des Netzes durch eine geregelte Ersatzspannungsquelle. Der Spannungseinbruch wird durch eine entsprechende Regelung der Spannungsquelle hervorgerufen. Die konstante Impedanz, welche die Spannungsquelle mit der Sammelschiene SS3 verbindet, stellt dabei die Kurzschlussimpedanz des Netzes dar.

Durch die Regelung wird gewährleistet, dass der Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt der in den Netzanschlussbedingungen definierten FRT-Grenzkurve entspricht. Dementsprechend wird die Tiefe und Dauer des Spannungseinbruchs am definierten Netzanschlusspunkt durch die Regelung der Am-

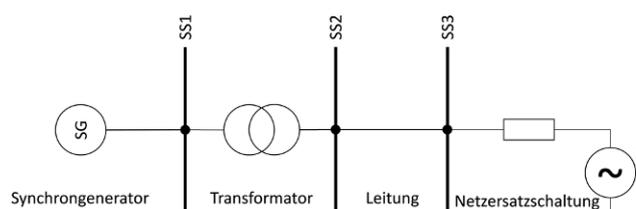


Abb. 4 Schaltung des Simulationsmodells für Methode B. Der Messpunkt an der Sammelschiene SS3 entspricht dem Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC). An der Sammelschiene SS3 sind die Netzkurzschlussimpedanz und die geregelte Netzspannungsquelle angeschlossen

plitude der Quellenspannung auf dem geforderten Zeitverlauf angepasst.

4 Bemessungsdaten des Simulationsmodells

Für die beispielhaften Simulationen wurden Daten eines Laufwasserkraftwerkes kleinerer Leistung verwendet.

Die Erzeugungseinheit ist ein Synchrongenerator, welcher von einer Kaplan-Turbine angetrieben wird. Die Generatoreinheit weist dabei folgende Bemessungsdaten auf:

- Scheinleistung $S_{rG} = 1,314$ MVA
- Leistungsfaktor $\cos(\varphi_{rG}) = 0,85$
- Spannung $U_{rG} = 690$ V
- Drehzahl $n_{rG} = 1000$ rpm
- Trägheitskonstante Generator, Welle und Turbine $H_{Ges} = 0,49$ s

Der Maschinentransformator koppelt den Generator mit dem 30-kV-Mittelspannungsnetz. Er weist folgende Bemessungsdaten auf:

- Scheinleistung $S_{rT} = 1,6$ MVA
- Schaltgruppe Dyn5 (isolierter Sternpunkt)
- Leerlaufverluste $P_{LL,T} = 1,2$ kW
- Kupferverluste $P_{Cu,T} = 14$ kW
- Kurzschlussspannung $u_{k,T} = 6\%$
- $U_{rTOS} / U_{rTUS} = 30$ kV / 0,69 kV

Die Leitung konnte aufgrund ihrer kurzen Länge und damit aufgrund des geringen Impedanzwertes vernachlässigt und als ideale Verbindung ($R_L = 0$ und $X_L = 0$) modelliert werden.

Das externe 30-kV-Netz wurde als Ersatznetz mit folgenden Werten modelliert:

- Minimale Kurzschlussleistung $S''_{k,min} = 100$ MVA
- Maximale Kurzschlussleistung $S''_{k,max} = 1000$ MVA
- $R / X = 0,1$ bis 1

5 Berechnungsverfahren

Für die vorliegende Untersuchung der transienten Stabilität wurde zur Simulation die Software DigSILENT PowerFactory verwendet [9]. Diese bietet die Auswahl zwischen der RMS (Root Mean Square) und der EMT (Electro Magnetic Transients) Simulationsmethode.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen diesen ist, dass die RMS Simulation nur betriebsfrequente Werte berücksichtigt, während die EMT Simulation die Momentanwerte von Spannung und Strom verwendet. Dadurch erzielt sie eine höhere Genauigkeit. Ein wesentlicher Nachteil der EMT Simulationsmethodik ist jedoch die deutlich langsamere Simulationsgeschwindigkeit.

Die Betrachtung des im Fehlerfall auftretenden Back-Swing Effekts, welcher im Abschn. 6.4 näher erläutert wird, erfordert sowohl die Berücksichtigung der transienten Wechselkomponente als auch der

Gleichkomponente der Generatorströme und Generatorspannungen. Dementsprechend eignet sich die Standard-RMS-Simulation dafür nicht, da die Gleichkomponenten nicht nachgebildet werden [10].

In der verwendeten Simulationssoftware gibt es jedoch die Möglichkeit einer erweiterten Modellbetrachtung, durch welche eine Annäherung des Back-Swing-Effekts auch im RMS Simulationsmodus möglich ist. Das dabei verwendete erweiterte Simulationsmodell der Synchronmaschine ist in [11] beschrieben. Da damit eine zufriedenstellende Nachbildung des für die untersuchte Anlage wichtigen Back-Swing-Effekts möglich ist, wurde diese Simulationsmethode für die angestellten Untersuchungen verwendet.

6 Simulationsergebnisse

Für die Untersuchung der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen wird vornehmlich der Polradwinkel des Synchrongenerators als Stabilitätskriterium genutzt. Überschreitet dieser während des Fehlers oder nach Fehlerklärung einen gewissen Grenzwert, so verliert die Maschine die Synchronität mit dem Netz, sie „schlupft“ und wird vom Maschinenschutz üblicherweise vom Netz getrennt.

Im Folgenden wird für die beiden oben beschriebenen Simulationsmethoden (Methode A und Methode B) der Einfluss verschiedener praktisch relevanter Parameter auf das Stabilitätsverhalten untersucht, weitere Details dazu können [12] entnommen werden.

Die Fehlerspannung beträgt für jeden Simulationengang $u_F = U_{PCC} / U_n = 0,3$ pu mit einer Fehlerdauer von $T_F = 150$ ms.

Die Regelung der Spannung erfolgt gemäß [2] immer am Point of Common Coupling (hier SS3). Ein Beispiel für Spannungs- und Polradwinkelzeitverlauf während eines Spannungseinbruches ist in Abb. 6 abgebildet. Der Polradwinkel stellt den elektrischen Winkel zwischen dem Zeiger der Polradspannung (q-Achse des Generators) und dem Spannungszeiger der Referenzspannung dar. Als Referenzspannungszeiger ist der Spannungszeiger des als Spannungsquelle mit konstantem Nullphasenwinkel wirkenden Netzes definiert. Überschreitet der solchermaßen definierte Polradwinkel während eines Fehlers die transiente Stabilitätsgrenze, so kehrt die Maschine nach Fehlerklärung nicht mehr in einen stabilen Arbeitspunkt zurück. Sie „schlupft“ und wird in der Praxis vom Generatorschutz vom Netz getrennt. Auf instabiles Verhalten wird entschieden, wenn der Polradwinkel erstmalig den Winkelbereich von $\pm 180^\circ$ verlässt. Dieses Verhalten wird von verschiedenen Systemkomponenten, wie zum Beispiel maßgeblich auch dem Erregersystem, beeinflusst. Dazu ist in Abb. 5 ein Beispiel dargestellt. Während Kurve a einem stabilen FRT-Vorgang entspricht, ist in Kurve b ein instabiles Verhalten dargestellt.

Der ebenfalls untersuchte minimale Polradwinkel repräsentiert das Minimum des transienten Polrad-

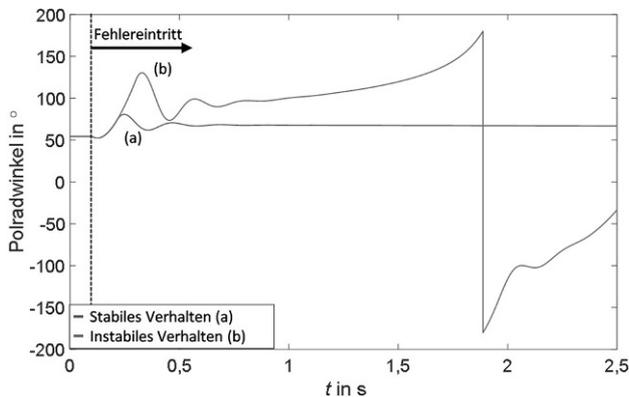


Abb. 5 Polradwinkelverlauf für einen (a) stabilen Zustand nach Fehlerklärung (Fehlerklärungszeit 110 ms) bzw. einen (b) instabilen Zustand nach Fehlerklärung (Fehlerklärungszeit 220 ms)

winkelverlaufes während eines Fehlers und somit das Rückschwingen des Polrades in den ersten Millisekunden nach Fehlereintritt. Er kann als Kriterium für den Detaillierungsgrad unterschiedlicher Simulationsmodelle herangezogen werden, da er, wie noch später ausgeführt, zumeist die maximale Fehlerklärungszeit vergrößert und somit das Stabilitätsverhalten verbessert.

In Abb. 6 sind neben den Zeitverläufen der Spannung am PCC und des Polradwinkels auch der minimale, maximale und stationäre Polradwinkel gekennzeichnet, welche für die spätere Analyse maßgebend sind.

In Folge wird zunächst der Einfluss der Kurzschlussleistung und des R/X -Verhältnisses des Netzes auf die Ergebnisse der verschiedenen Simulationsmethoden untersucht. Dies ist für die Praxis von Bedeutung, da diese als Maximal- und Minimalwerte für den Netzanschlusspunkt vom Netzbetreiber

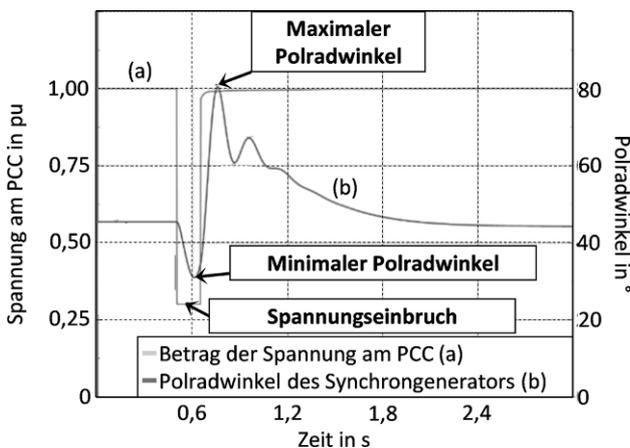


Abb. 6 Beispielhafter stabiler Verlauf des Polradwinkels bei einem Spannungseinbruch auf $u_F = U_{PCC} / U_n = 0,3$ pu zum Zeitpunkt $t = 0,5$ s bei einer Fehlerdauer von $T_F = 150$ ms. In der Abbildung sind sowohl der minimale als auch der maximale Polradwinkel markiert. Diese werden für spätere Analysen verwendet

vorgegeben sind und der Anschlussnehmer keinen Einfluss auf diese Parameter hat. In vielen Fällen, vor allem, wenn in einer frühen Projektphase für ein grundlegendes Design der Anlage Stabilitätsbetrachtungen durchgeführt werden, ist man jedoch auf Schätzwerte angewiesen. Dabei ist von Interesse, ob getroffene Annahmen das spätere, auf genaueren Werten basierende Ergebnis beeinflussen.

6.1 Simulation mit Methode A1 (resistive Fehlerimpedanz)

Um den Einfluss der einzelnen Parameter auf den Polradwinkelverlauf und die Stabilität der Anordnung zu analysieren, wurden zwei Parameter, die Kurzschlussleistung und das R/X -Verhältnis des Netzes, variiert und deren Einfluss auf die Minima und Maxima des Polradwinkels analysiert. Diese erlauben einen Rückschluss auf das Stabilitätsverhalten: Das Maximum des Polradwinkels während des transienten Vorganges definiert den Abstand zur Stabilitätsgrenze und das durch den Back-Swing-Effekt bestimmte Minimum vergrößert die kritische Fehlerklärungszeit (Abschn. 6.4) und wirkt sich somit vorteilhaft auf die Stabilität aus.

6.1.1 Variation des R/X -Verhältnisses der Netzimpedanz

In Abb. 7 ist der minimale Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X -Verhältnisses des Netzes dargestellt. Die Simulationen wurden für einen untererregten, einen übererregten und einen blindleistungsneutralen Arbeitspunkt an den Generatorklemmen durchgeführt. Sämtliche Wirk- und Blindleistungen sind im Erzeugerbezugssystem (auch Erzeugerzählpeilsystem) angegeben. Dabei entspricht ein negatives Vorzeichen der Blindleistung einem untererregten (spannungsenkenden) und ein positives Vorzeichen der Blindleistung einem übererregten (spannungshebenden) Betrieb.

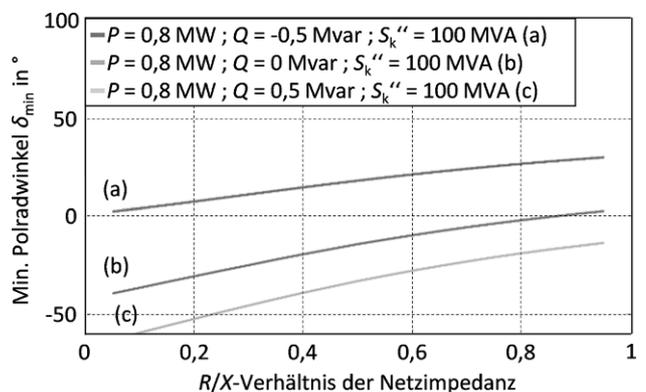


Abb. 7 Methode A1: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes

Im Folgenden werden die Werte des stationären Polradwinkels vor Fehlereintritt für diese drei charakteristischen Arbeitspunkte aufgelistet:

- Untererregter Arbeitspunkt ($P = 0,8 \text{ MW}$; $Q = -0,5 \text{ Mvar}$): $\delta^0 = 52^\circ$
- Blindleistungsfreier Arbeitspunkt ($P = 0,8 \text{ MW}$; $Q = 0 \text{ Mvar}$): $\delta^0 = 35^\circ$
- Übererregter Arbeitspunkt ($P = 0,8 \text{ MW}$; $Q = 0,5 \text{ Mvar}$): $\delta^0 = 26^\circ$

Der minimale Polradwinkel während des Ausgleichsvorgangs hängt stark vom Arbeitspunkt des Synchrongenerators ab, wie in Abb. 7 dargestellt. Es ist zu beachten, dass der minimale Polradwinkel in allen Fällen deutlich geringer als dessen stationärer Wert ist. Dies ist dadurch begründet, dass das Polrad des Generators unmittelbar nach Fehlereintritt aufgrund des in Abschn. 6.4 beschriebenen Back-Swing-Effekts vor dem Beschleunigen zunächst für einige Millisekunden abgebremst wird.

Das Rückschwingen des Polrads wird umso geringer, je größer das R/X -Verhältnis der Netzimpedanz ist.

In Abb. 8 ist der maximale Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X Verhältnisses der Netzimpedanz dargestellt. Im Gegensatz zum minimalen Winkel hat es kaum einen Einfluss. Dies bedeutet, dass, wenn der Back-Swing-Effekt bei der Modellierung vernachlässigt wird, wie dies bei RMS-Modellen der Fall ist, die Stabilität des Maschinensatzes kaum vom R/X -Verhältnis der Netzimpedanz abhängt. Dies liegt daran, dass zum Zeitpunkt des Auftretens des maximalen Polradwinkels das beschleunigende Moment gegenüber den dämpfenden Momenten weit überwiegt.

Obwohl durch die Regelung am Netzanschlusspunkt derselbe Spannungseinbruch wirkt, stellen sich bei Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes innerhalb der Maschine unterschiedliche elektrische und magnetische Verhältnisse ein, welche vom Vorfehlerzustand abweichen und eine unterschiedliche Momentenbildung innerhalb der Maschine bewirken. Dies wiederum führt zu den vom R/X -Verhältnis abhängigen Verläufen des Polradwinkels und in weiterer

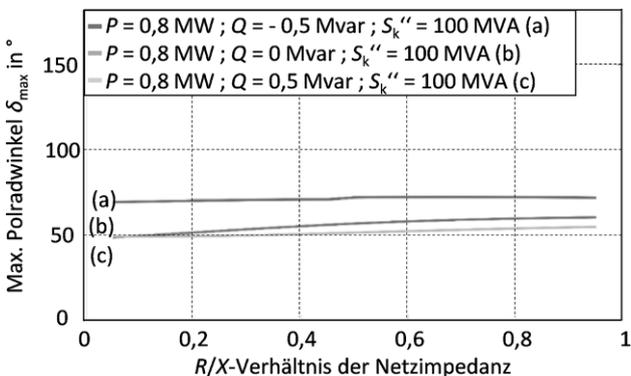


Abb. 8 Methode A1: Verlauf des maximalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes

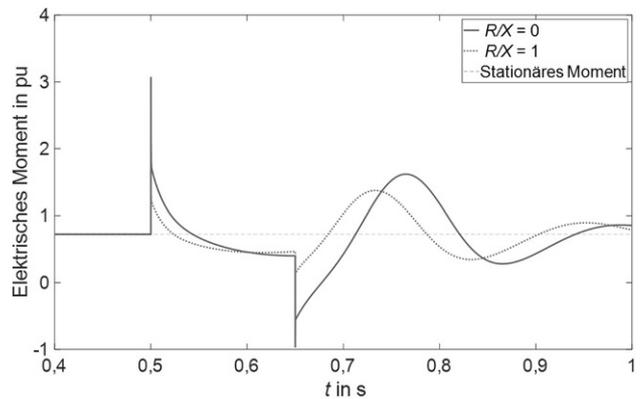


Abb. 9 Methode A1: Zeitlicher Verlauf des elektrischen Moments bei R/X -Verhältnissen der Netzimpedanz von 0 und 1

Folge zu einem unterschiedlichem Stabilitätsverhalten. In Abb. 9 sind beispielhaft Momentenverläufe für unterschiedliche Impedanzverhältnisse dargestellt.

Die strichlierte Horizontale in Abb. 9 repräsentiert dabei den stationären Wert des elektrischen Moments. Ein Verlauf oberhalb des stationären Werts stellt ein bremsendes Moment dar, während ein Verlauf unterhalb einem beschleunigenden Moment entspricht.

Das elektrische Moment wird dabei über die Strom- und Flussverhältnisse im dq-System berechnet, wobei die in der verwendeten Software vorkommende Normierung verwendet wird [11]:

$$m_e = \frac{i_q \cdot \psi_d - i_d \cdot \psi_q}{\cos(\varphi_{rG})}$$

Durch das komplexe Zusammenspiel verschiedener Effekte wie symmetrischer und unipolarer Dämpfungsmomente, magnetische Energiewandlung innerhalb der Maschine und Dissipation im externen Netz ist der Einfluss des R/X -Verhältnisses der Netzimpedanz auf den transienten Polradwinkel nicht unmittelbar ersichtlich und muss auf Basis der konkreten Fehlerspannungsverläufe und Netzparameter ermittelt werden.

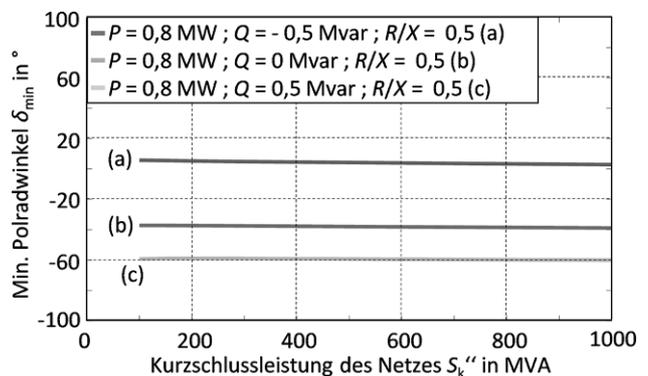


Abb. 10 Methode A1: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation der Kurzschlussleistung des Netzes S_k''

6.1.2 Variation der Kurzschlussleistung des Netzes

In weiterer Folge wird die Kurzschlussleistung des Netzes S_k'' variiert. Das angegebene R/X -Verhältnis beschreibt das während der Simulation fest eingestellte Impedanzverhältnis des Netzes. Für die stationären Polradwinkel vor dem Fehler gelten die in Abschn. 6.1.1 angegebenen Werte.

Abb. 10 zeigt, dass mit einer steigenden Kurzschlussleistung des Netzes das Rückschwingen des Polradwinkels marginal zunimmt bzw. die Differenz zwischen dem minimalen und stationären Polradwinkel größer wird. Der maximale Polradwinkel, welcher für die Stabilität maßgeblich ist, ändert sich nur geringfügig (um rund 3%) über den gesamten Variationsbereich der Kurzschlussleistung des Netzes. Damit fällt für diese Methode die Kurzschlussleistung des Netzes als Einflussgröße für die Stabilität kaum ins Gewicht, und es verbleibt der Betriebspunkt der Maschine als wesentliche Einflussgröße für die transiente Stabilität.

6.2 Simulation mit Methode A2 (reaktive Fehlerimpedanz)

Im Vergleich zu Abschn. 6.1 wird nun statt einer Resistanz eine induktive Reaktanz als Fehlerimpedanz zur Erzeugung des Spannungseinbruchs verwendet. Für den stationären Polradwinkel vor dem Fehler gelten dieselben Werte wie in Abschn. 6.1.1.

6.2.1 Variation des R/X -Verhältnisses der Netzimpedanz

Abb. 11 zeigt den minimalen Polradwinkel in Abhängigkeit des R/X -Verhältnisses des Netzes.

Es ist ersichtlich, dass die Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes im Gegensatz zur Methode A1, bei welcher der Spannungseinbruch durch eine Resistanz realisiert wird, keinen wesentlichen Einfluss auf das Rückschwingverhalten des Polradwinkels ausübt.

Der minimale Polradwinkel bleibt je nach Arbeitspunkt über den gesamten Bereich hin annähernd konstant.

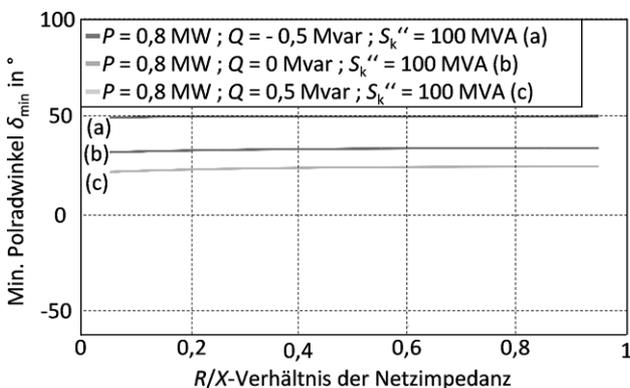


Abb. 11 Methode A2: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes

Anders als beim minimalen Polradwinkel, zeigt Abb. 12 einen wesentlichen Einfluss des R/X -Verhältnisses des Netzes auf den maximalen Polradwinkel. Der Einfluss des R/X -Verhältnisses auf den Polradwinkel hat sich durch die Verwendung einer Fehlerreaktanz anstatt einer Fehlerresistenz somit verstärkt.

Wie zuvor bei der Methode A1 erwähnt, treten auch bei Methode A2 je nach R/X -Verhältnis der Netzimpedanz deutlich unterschiedliche Momentenverläufe auf, die in Abb. 13 exemplarisch dargestellt sind. Be-

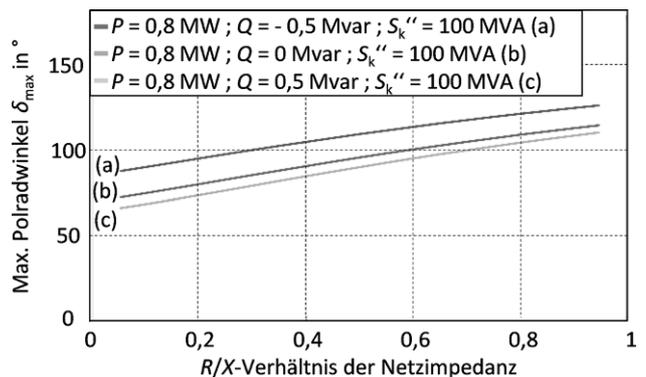


Abb. 12 Methode A2: Verlauf des maximalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses des Netzes

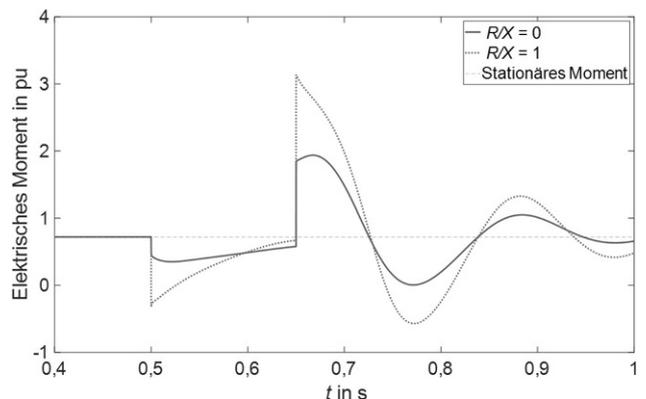


Abb. 13 Methode A2: Zeitlicher Verlauf des elektrischen Moments bei R/X -Verhältnissen der Netzimpedanz von 0 und 1

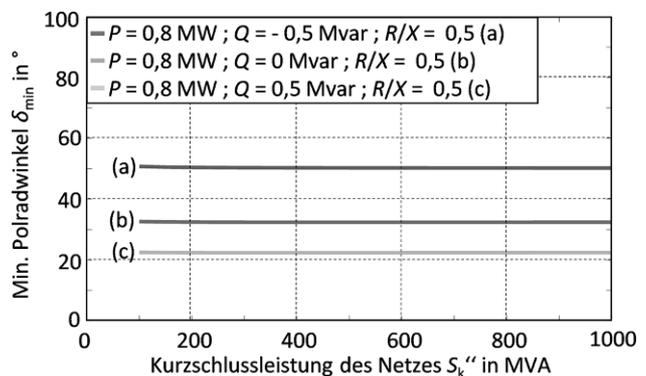


Abb. 14 Methode A2: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation der Kurzschlussleistung des Netzes S_k''

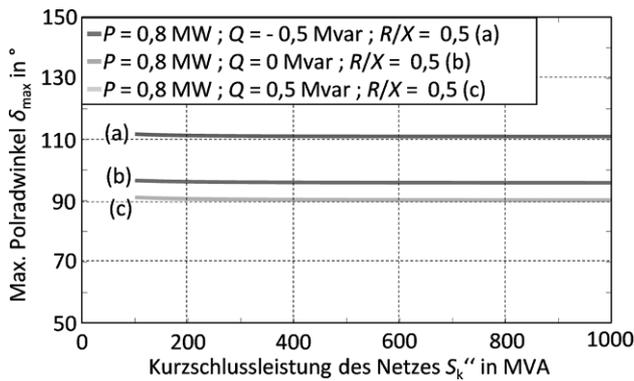


Abb. 15 Methode A2: Verlauf des maximalen Polradwinkels bei Variation der Kurzschlussleistung des Netzes S_k''

merkenswert ist der gegenüber Methode A1 deutlich veränderte Momentenverlauf mit keinem bremsenden Moment bei Fehlereintritt sowie einem deutlich stärkeren bremsenden Momentenanteil nach Fehlerklärung.

6.2.2 Variation der Kurzschlussleistung des Netzes

Abb. 14 zeigt ein konstantes Verhalten des minimalen Polradwinkels in Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung des Netzes. Die Kurzschlussleistung hat damit keinen wesentlichen Einfluss auf das Rückschwingen des Polrades.

In Abb. 15 ist der maximale Polradwinkel über der Kurzschlussleistung des Netzes aufgetragen. Durch die größere Netzkurzschlussleistung verkleinert sich der maximal auftretende Polradwinkel nur marginal.

6.3 Methode mit Impedanz und geregelter Spannungsquelle (Methode B)

Die Simulationen wurden mit denselben Variationen der Netzparameter mit der Methode einer geregelten Spannungsquelle (Ersatzschaltung des externen Netzes) durchgeführt. Dazu wird als Sollwert die Spannungseinbruchtiefe von $u_F = U_{PCC} / U_n = 0,3$ pu gemäß der in den Netzanschlussbedingungen definierten FRT-Kurve angenommen. Als Stellgröße wirkt die

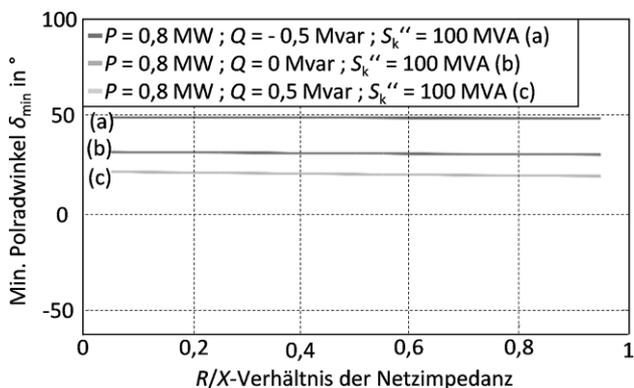


Abb. 16 Methode B: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses der Netzimpedanz

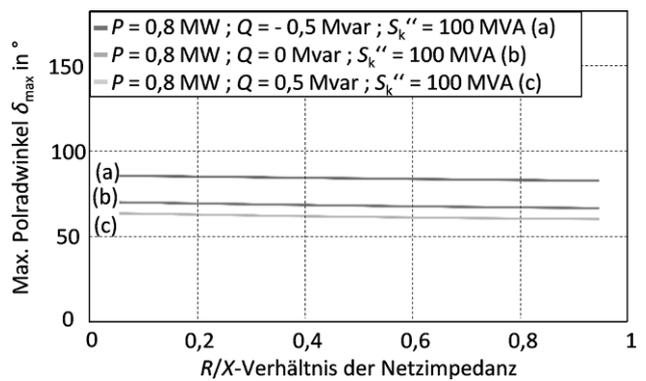


Abb. 17 Methode B: Verlauf des maximalen Polradwinkels bei Variation des R/X -Verhältnisses der Impedanz

Amplitude der das Netz repräsentierenden inneren Spannungsquelle, welche den Istwert mit einer PI-Regelung dem Sollwert nachführt. Durch die schnelle Regelung wird während des Fehlers die Amplitude des Spannungseinbruches konstant gehalten. Nach Fehlerklärung ist die Spannungsregelung nicht mehr aktiv und die Spannung am Netzanschlusspunkt schwingt sich auf die Höhe der Vorfehlerspannung ein.

6.3.1 Variation des R/X -Verhältnisses der Netzimpedanz

Abb. 16 und 17 zeigen das Verhalten des minimalen bzw. maximalen Polradwinkels in Abhängigkeit des R/X -Verhältnisses des Netzes.

Wie in Abb. 16 und 17 ersichtlich, zeigt bei dieser Methode der minimale und maximale Polradwinkel praktisch keine Abhängigkeit vom R/X -Verhältnis des Netzes.

6.3.2 Variation der Kurzschlussleistung des Netzes

In Abb. 18 und 19 ist der minimale bzw. maximale Polradwinkel in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung des Netzes zu sehen.

Sowohl der minimale als auch der maximale Polradwinkel weisen ein konstantes Verhalten über dem gesamten Verlauf auf.

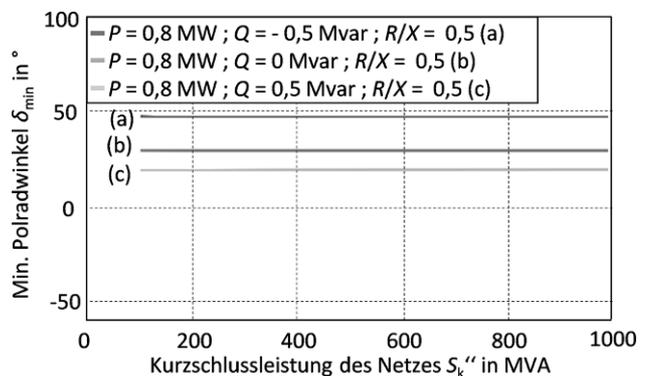


Abb. 18 Methode B: Verlauf des minimalen Polradwinkels bei Variation der Kurzschlussleistung S_k'' des Netzes

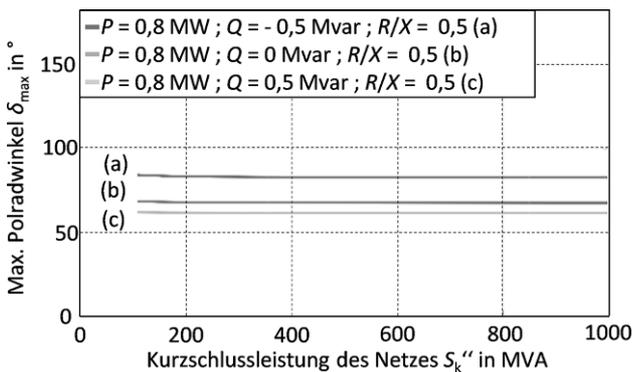


Abb. 19 Methode B: Verlauf des maximalen Polradwinkels bei Variation der Kurzschlussleistung S_k'' des Netzes

Durch die Regelung der Netzspannungsquelle während des Fehlers wird der Einfluss der Netzimpedanz praktisch kompensiert. Damit verschwindet der Einfluss der Kurzschlusskenngrößen des Netzes auf die transienten Extrema des Polradwinkels. Dies kann die Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchung insofern verfälschen, als dass der praktisch vorhandene Einfluss dieser Parameter nun nicht mehr zum Tragen kommt.

6.4 Back-Swing-Effekt

Bemerkenswert ist, dass es nur bei der Methode A1 zu einem wesentlichen Einfluss der Parameter des Netzanschlusspunkts auf den minimalen Polradwinkel kommt. Dies lässt sich auf den sogenannten Back-Swing-Effekt zurückführen.

Bei Generatoren, vor allem bei leistungsschwächeren Einheiten, kommt es im ersten Moment nach einem Fehler, welcher ein Ungleichgewicht des mechanischen Antriebsmoments und des elektrischen Moments hervorruft, vor dem Beschleunigen zu einer Abbremsung des Maschinensatzes. Dieses als Back-Swing-Effekt bezeichnete Phänomen führt unmittelbar nach Fehlereintritt zu einer Verringerung des Polradwinkels, wie z. B. in Abb. 6 dargestellt. Physikalisch berücksichtigt der Effekt die unmittelbar nach Fehlereintritt stärker wirksamen Dissipationsmomente durch den Einfluss der Maschinenresistenzen, sowie den bremsenden Effekt der Umwandlung von Rotationsenergie in magnetische Energie, welche benötigt wird, um innerhalb der Maschine veränderte magnetische Verhältnisse einzustellen. Es treten während dieser Zeit zusätzliche Flussänderungen $\frac{d\Phi}{dt}$ auf, welche einem Leistungsumsatz $P_{\text{mag}} = \frac{d\Phi}{dt} \cdot i$ entsprechen. Die dafür aufgewandte Energie steht während dieser Zeit nicht als Beschleunigungsenergie zur Verfügung, wodurch die Beschleunigung des Polrads verlangsamt wird.

Eine vereinfachte Formel, welche durch die Beschreibung der Momente den Back-Swing-Effekt berücksichtigt, kann [13] entnommen werden:

$$m_e = \frac{1}{2} \cdot \left\{ \left[u_{q0} \cdot (i_{d0} + i_{dt}) - u_{d0} \cdot (i_{q0} - i_{qt}) \right] \cdot e^{-\alpha t} \right. \\ \sin(\omega t) - \left[u_{d0} \cdot (i_{d0} + i_{dt}) + u_{q0} \cdot (i_{q0} - i_{qt}) \right] \cdot e^{-\alpha t} \cos(\omega t) \\ \left. + \frac{1}{2} \cdot (u_{q0}^2 - u_{d0}^2) \cdot \left(\frac{1}{x_q''} - \frac{1}{x_d''} \right) \cdot e^{-2\alpha t} \right. \\ \sin(2\omega t) - u_{q0} \cdot u_{d0} \cdot \left(\frac{1}{x_q''} - \frac{1}{x_d''} \right) \cdot e^{-2\alpha t} \cdot \cos(2\omega t) \\ \left. + r_a \cdot \left[(i_{d0} + i_{dt})^2 + (i_{q0} - i_{qt})^2 \right] \right. \\ \left. + \frac{1}{2} \cdot (u_{q0}^2 + u_{d0}^2) \cdot \left(\frac{r_{d1}}{x_d''^2} + \frac{r_{d2}}{x_d''^2} + \frac{r_q}{x_q''^2} \right) \cdot e^{-2\alpha t} \right. \\ \left. + \frac{1}{4} \cdot (u_{q0}^2 + u_{d0}^2) \cdot \left(\frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_q''} \right)^2 \cdot r_a \cdot e^{-2\alpha t} \right\}$$

Die Formel folgt aus der Berechnung des transienten elektrischen Moments aus den Park'schen Gleichungen der Schenkelpolmaschine. Alle Größen sind dabei als bezogene Größen zu verstehen. Die bezogenen Reaktanzen entsprechen damit bezogenen Induktivitäten, wodurch ein Ausdruck der Form x/r unmittelbar einer Zeitkonstante entspricht.

Das elektrische Moment setzt sich im allgemeinen Fall aus folgenden Komponenten zusammen [14]:

- Grundfrequenzkomponente
- Doppelfrequenzkomponente aufgrund der Differenz der subtransienten Generatorreaktanzen x_d'' und x_q''
- Unidirektionale Komponente entsprechend den Jouleschen Verlusten des Rotors
- Unidirektionale Komponente entsprechend den Jouleschen Verlusten des Stators
- Unidirektionale Komponente aufgrund der Differenz der subtransienten Generatorreaktanzen x_d'' und x_q''

Der Back-Swing-Effekt zeigt sich vor allem bei kleineren Maschinen, da bei diesen ein größeres R_G/X_G -Verhältnis vorhanden ist. Für das Stabilitätsverhalten ist dies ein Vorteil, da aufgrund der Verzögerung des Rotors Zeit vorhanden ist, bis der Polradwinkel den für die Stabilität kritischen Wert erreicht. Das größere R_G/X_G -Verhältnis wirkt sich aufgrund der größeren Dissipationsverluste stärker auf das Rückschwingen des Polrades aus. Der Back-Swing-Effekt ist bei leistungsstärkeren Maschinen schwächer ausgeprägt. In Summe wird durch den Back-Swing-Effekt die kritische Fehlerklärungszeit erhöht. Diese ist als jene Zeitspanne definiert, für welche ein Fehler an den Klemmen wirksam ist, bis ein Stabilitätsverlust eintritt. Jedoch kann sich ein zu stark ausgeprägter Back-Swing-Effekt auch negativ bezüglich der Stabilität auswirken und zu Instabilitäten führen. Dies ist dann der Fall, wenn es dadurch zu einer sehr starken Abbremsung

des Rotors (kleineres Minimum des minimalen Polradwinkels), d. h. zu einem Rotorschwingen entgegengesetzt zur Drehrichtung kommt und ein Stabilitätsverlust durch eine Winkelabbremung eintritt.

6.4.1 Analyse des Back-Swing-Effekts

In Abb. 20 ist ein Verlauf des Polradwinkels mit (DIGSILENT: Erweitertes Generatormodell mit Back-Swing-Annäherung) und ohne (DIGSILENT: Standardgeneratormodell) Einfluss des Back-Swing-Effekts dargestellt.

Die Berücksichtigung des Back-Swing-Effekts durch die Verwendung des erweiterten Generatormodells in der Simulationssoftware weist sich in einer Verzögerung des Polrades bzw. betragsmäßigen Vergrößerung des minimalen Polradwinkels um circa 5° in den ersten Millisekunden nach Fehlereintritt aus. Durch diese Verzögerung wird ein geringerer Maximalwert des Polradwinkels erreicht und somit ist eine längere Fehlerdauer möglich, ohne die Stabilität zu gefährden. Die Nichtberücksichtigung des Back-Swing-Effekts kann zu einem instabilen Auswertergebnis und dadurch

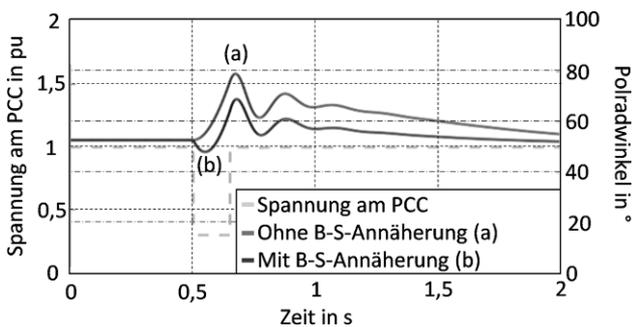


Abb. 20 Beispielhafter Verlauf des Polradwinkels (a) ohne Back-Swing-Annäherung und (b) mit Back-Swing-Annäherung. Der Spannungseinbruch findet zum Zeitpunkt $t=0,5$ s mit einer Fehlerdauer von $T_F=150$ ms statt

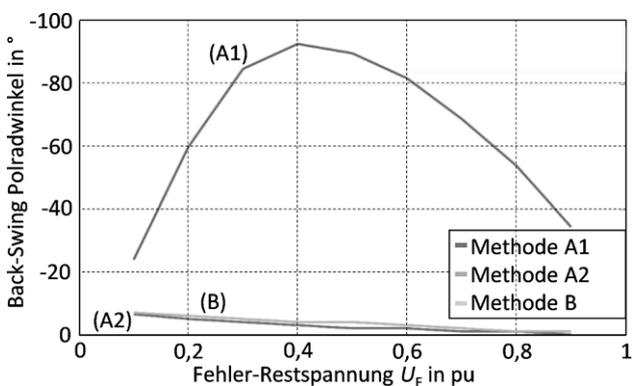


Abb. 21 Verlauf des maximalen Back-Swing-Winkels bei den verschiedenen Simulationen in Abhängigkeit von der Fehler-Restspannung U_F . Die Simulationen wurden bei einem übererregten Betrieb ($P=0,8$ MW und $Q=0,5$ Mvar) mit dem erweiterten Generatormodell durchgeführt, welches diesen Effekt explizit berücksichtigt

zu einer Verfälschung der Ergebnisse der Überprüfung des FRT-Verhaltens führen.

Um die Auswirkung des Back-Swing-Effekts bei den verschiedenen Simulationen darzustellen, wurde der maximale Back-Swing-Winkel, welcher hier als Differenz des minimalen Polradwinkels und des stationären Polradwinkels definiert ist, über verschiedene Spannungseinbruchstiefen untersucht. Die Ergebnisse sind in Abb. 21 dargestellt.

Bei der Methode A2 und Methode B ist das Rückschwingen nur gering ausgeprägt. Im Gegensatz dazu ist bei Methode A1 ein deutlicher Einfluss des Back-Swing-Effekts erkennbar. Im Maximum erreicht der Back-Swing-Winkel einen Wert von circa -90° bei einer Fehlerspannung von u_F von 0,4 pu der Vorfehlerspannung, was einen erheblichen Einfluss auf das Stabilitätsverhalten hat.

Durch Anschalten einer resistiven Fehlerimpedanz im Fehlerfall (Methode A1) steigen die Jouleschen Verluste und damit auch der verbundene Back-Swing-Winkel. Bei der Belastung mit induktiver Fehlerimpedanz (Methode A2) ergibt sich aufgrund des annähernd konstanten resistiven Anteils nur eine geringfügige Veränderung des Back-Swing-Winkels auf. Die Methode mit Impedanz und geregelter Spannungsquelle verändert den resistiven Anteil während eines Fehlers nicht, wodurch die Kennlinie ähnlich wie bei Methode A2 kaum von der Tiefe des Spannungseinbruchs abhängt.

6.5 Critical fault Clearing Time (CCT)

Eine wichtige Größe zur Beschreibung der Stabilität von Synchronmaschinen ist die kritische Fehlerklärungszeit (Critical fault Clearing Time, CCT). Die ist jene Zeit, für welche ein Fehler an den Klemmen wirksam ist, bis es zum Stabilitätsverlust kommt.

Basierend auf dem PQ-Diagramm des Synchrongenerators wurde für beide Simulationen (Methode A und Methode B) für den kompletten Betriebsbereich des Generators die CCT ermittelt.

In Abb. 22, 23 und 24 ist das PQ-Diagramm des Generators gegeben. Das Diagramm enthält drei Di-

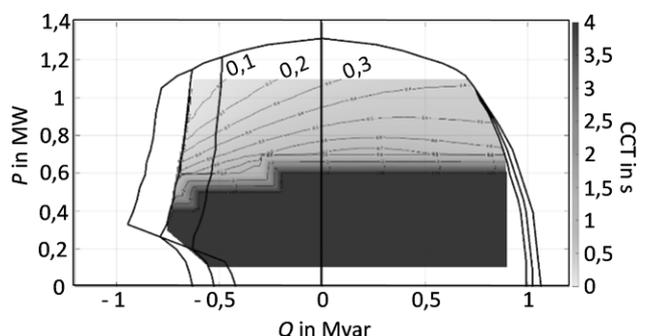


Abb. 22 Methode A1: PQ-Diagramm des Synchrongenerators mit den spannungsabhängigen Grenzen bei $90\% U_{RG}$, $100\% U_{RG}$ und $110\% U_{RG}$. Der dunkle Bereich repräsentiert eine CCT mit Zeitwerten größer oder gleich 4s

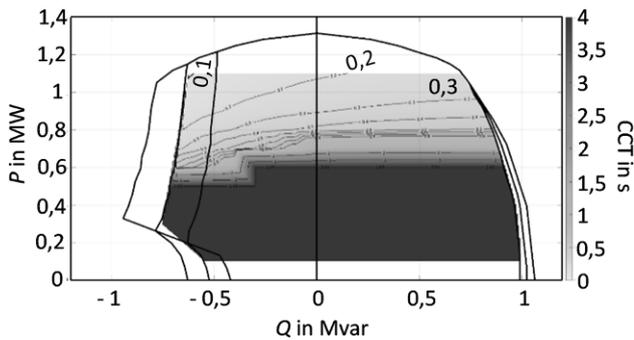


Abb. 23 Methode A2: PQ-Diagramm des Synchrongenerators mit den spannungsabhängigen Grenzen bei 90% U_{rG} , 100% U_{rG} und 110% U_{rG} . Der dunkle Bereich repräsentiert eine CCT mit Zeitwerten größer oder gleich 4 s

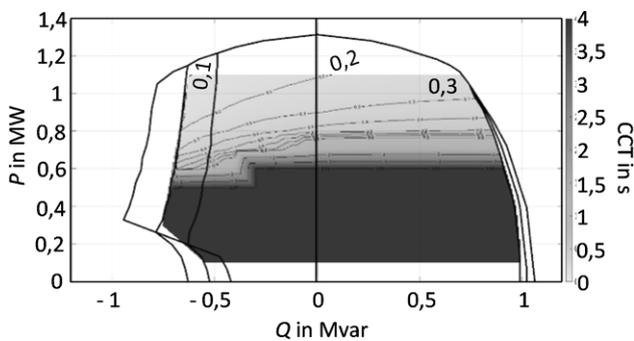


Abb. 24 Methode B: PQ-Diagramm des Synchrongenerators mit den spannungsabhängigen Grenzen bei 90% U_{rG} , 100% U_{rG} und 110% U_{rG} . Der dunkle Bereich repräsentiert eine CCT mit Zeitwerten größer oder gleich 4 s

mensionen. Auf der Abszisse ist jeweils die Blindleistung gegeben, während auf der Ordinate die Wirkleistung aufgetragen ist. Die Farbskalierung beinhaltet die CCT als dritte Dimension des Diagrammes. Das negative Vorzeichen der Blindleistung Q entspricht dem untererregten Betrieb. Zusätzlich sind die Isolinien einer konstanten CCT dargestellt. Dazu ist zu bemerken, dass die Unstetigkeiten der CCT, welche im untererregten Bereich kleiner Wirkleistungen (links unten in den Diagrammen) auftreten, aus der diskreten Abstufung der untersuchten Betriebspunkte resultieren. Für die kritische Fehlerklärungszeit ist dieser Betriebsbereich jedoch nicht relevant.

Die fault clearing time ist in der TOR für diesen Anlagentyp prinzipiell mit 150ms für einen Spannungseinbruch auf 30% der Vorfehlerspannung festgelegt. Diese in den Netzanschlussbedingungen definierte Zeit resultiert aus praktischen Gesichtspunkten. Praktisch setzt sich die Zeit bis zur Fehlerklärung aus folgenden Komponenten zusammen:

- Rund 10–20 ms Fehlererkennungszeit durch den Schutz
- 30–60 ms Ausschaltzeit des Schalters und Schaltlichtbogenzeit

- Rund 70 ms Zeitspanne für eventuelle Klärung durch den Reserveschutz bei Versagen der ersten Schutzstufe

Unterhalb eines bestimmten Arbeitspunktbereichs (circa $P < 0,6 \text{ MW}$) bleibt die Maschine auch ohne Fehlerklärung stabil. Dies ist in Abb. 22, 23 und 24 durch den dunklen Bereich mit einer Fehlerklärungszeit $\geq 4 \text{ s}$ markiert.

Die bekannte Tatsache, dass der für die Stabilität kritische Bereich im untererregten Betrieb mit Leistungen nahe der Bemessungsleistung (oben links) liegt, ist klar ersichtlich.

Aus den PQ-Diagrammen, ist ersichtlich, dass die kritische Fehlerklärungszeit für einen identen Betriebspunkt bei Methode A1 am größten ist, gefolgt von bei Methode B und dann Methode A2, wobei die beiden letzteren nur geringe Abweichungen voneinander zeigen.

Diese Ergebnisse lassen sich auf den Back-Swing-Effekts zurückführen. Wie in Abb. 21 ersichtlich ist der Back-Swing-Effekt bei Methode A1 am stärksten ausgeprägt. Damit wird bei dieser Methode das Polrad in den ersten Millisekunden nach Fehlereintritt am stärksten abgebremst und somit auch die Zeitspanne bis zum Erreichen der Stabilitätsgrenze am größten.

6.6 Variation des X_F/R_F -Verhältnisses der Fehlerimpedanz

Aufgrund des unterschiedlichen Verhaltens des minimalen Polradwinkels bei einem ohmschen bzw. induktiven Spannungsteiler wird weiters untersucht, wie sich die Kombination einer resistiven und induktiven Fehlerimpedanz auf die CCT auswirken.

Das Ergebnis ist in Abb. 25 dargestellt, welches den Einfluss des X_F/R_F -Verhältnisses der Fehlerimpedanz auf die CCT sowohl für den untererregten als auch für den übererregten Fall angibt. Dabei wurde die Methode A angewendet.

Ersichtlich ist, dass besonders im Anfangsbereich ($X_F/R_F \leq 10$) das X_F/R_F -Verhältnis einen starken Ein-

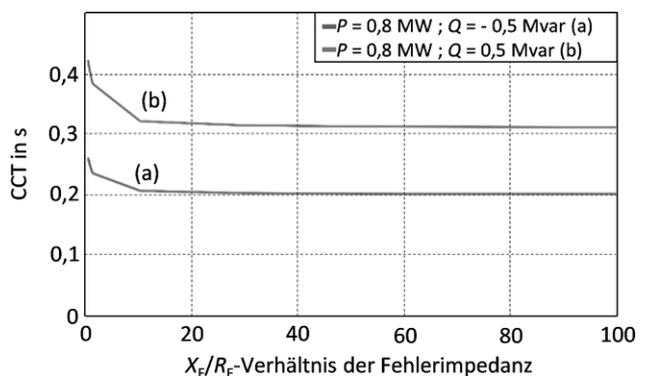


Abb. 25 Verlauf der Critical fault Clearing Time (CCT) in Abhängigkeit des X_F/R_F -Verhältnisses der Fehlerimpedanz im untererregten ($Q < 0$) und übererregten Betrieb ($Q > 0$)

Tab. 1 Ergebnistabelle für das Verhalten des maximalen und minimalen Polradwinkels bei Variation von verschiedenen Parametern

Relevante Größe	In Abhängigkeit von	Simulationsart		
		Methode A1	Methode A2	Methode B
Max. Polradwinkel	S_k'' steigt bei $R/X=0,1$	Leicht fallend	Leicht fallend	Leicht fallend
	S_k'' steigt bei $R/X=0,5$	Leicht fallend	Leicht fallend	Leicht fallend
	R/X steigt bei $S_k'' = 100$ MVA	Leicht steigend	Stark steigend	Konstant
	R/X steigt bei $S_k'' = 500$ MVA	Leicht steigend	Stark steigend	Konstant
Min. Polradwinkel	S_k'' steigt bei $R/X=0,1$	Leicht fallend	Konstant	Konstant
	S_k'' steigt bei $R/X=0,5$	Leicht fallend	Konstant	Konstant
	R/X steigt bei $S_k'' = 100$ MVA	Stark steigend	Konstant	Konstant
	R/X steigt bei $S_k'' = 500$ MVA	Stark steigend	Konstant	Konstant

fluss auf die CCT aufweist. Der weiterfolgende Verlauf weist eine Annäherung an die CCT mit induktiver Fehlerimpedanz auf und es kommt zu keinen maßgebenden Veränderungen.

Wie der Abb. 25 entnommen werden kann, ist der Wert der CCT im untererregten Betrieb deutlich geringer als im übererregten Fall, im konkreten Beispiel beträgt der Unterschied circa 110 ms. Der Abfall für X_F/R_F -Verhältnis ≤ 10 ist im Fall eines übererregten Betriebs deutlich ausgeprägter als im untererregten Fall.

Ein größeres X_F/R_F -Verhältnis der Fehlerimpedanz entspricht einer vom Netzanschlusspunkt weiter entfernten Fehlerstelle, wie zum Beispiel einem Fehler im übergelagerten Netz. Ist somit für die Überprüfung der Stabilität vor allem die Auswirkung eines Fehlers eines elektrisch weiter entfernten Fehlers interessant, so ist ein größeres X_F/R_F -Verhältnis der Fehlerimpedanz zur Simulation des Spannungseinbruches zu wählen.

7 Zusammenfassung

Es besteht ein deutlicher Unterschied in den Ergebnissen der FRT-Untersuchung und somit beim Stabilitätsverhalten bezüglich der verwendeten Simulationsmethode. Das durch die Simulation ermittelte Stabilitätsverhalten hängt wesentlich davon ab, wie der in den Netzanschlussbedingungen geforderte Spannungseinbruch in der Simulation realisiert wird. Besonders deutlich treten die Unterschiede bei leistungsschwachen synchronen Erzeugungseinheiten hervor.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in Tab. 1 zusammengefasst.

Tab. 2 stellt das Stabilitätsverhalten bei Variation von verschiedenen Parametern dar.

Es ist wichtig festzuhalten, dass die oft zur Stabilitätsuntersuchung eingesetzten RMS-Berechnungsverfahren den Back-Swing-Effekt standardmäßig nicht berücksichtigen und somit die Ergebnisse der transienten Stabilität schlechter als in Realität darstellen. Besonders bei leistungsschwächeren Stromerzeugungsanlage ist aufgrund des größeren R_G/X_G -Verhältnisses dieser Maschinen und damit der stärker ausgeprägten bremsenden Momente der unipolaren

Stromanteile der Back-Swing-Effekt nicht zu vernachlässigen.

Um einen realen Netzfehler simulativ möglichst realistisch nachzubilden, ist die beschriebene Methode A zu bevorzugen. Dies ist dadurch zu begründen, dass während eines Fehlers im Netz die äquivalente Impedanz, welche die Maschine in Richtung Netz sieht, verändert wird, wodurch die Methode B aufgrund der konstant bleibenden Impedanz diesen Zustand nicht realgetreu nachbildet, da bei Methode B nur die Spannungsamplitude des Netzes verändert wird.

Soll die Fehlerstelle sich weiter entfernt vom Netzanschlusspunkt bzw. im übergelagerten Netz befinden, so ist beim Einsatz von Methode A ein größeres X_F/R_F -Verhältnis für die Fehlerimpedanz vorzusehen. Ein Fehler im gleichen Netz bzw. nahe dem Netzanschlusspunkt wird besser durch ein kleineres X_F/R_F -Verhältnis der Fehlerimpedanz repräsentiert. Somit bietet sich die Untersuchung des Stabilitätsverhaltens

Tab. 2 Ergebnistabelle für das Stabilitätsverhalten bei Variation von verschiedenen Parametern

Relevante Größe	In Abhängigkeit von	Simulationsart		
		Methode A1	Methode A2	Methode B
Max. Polradwinkel	S_k'' steigt bei $R/X=0,1$	+ (marginal)	+ (marginal)	+ (marginal)
	S_k'' steigt bei $R/X=0,5$	+ (marginal)	+ (marginal)	+ (marginal)
	R/X steigt bei $S_k'' = 100$ MVA	–	–	x
	R/X steigt bei $S_k'' = 500$ MVA	–	–	x
Min. Polradwinkel	S_k'' steigt bei $R/X=0,1$	+ (marginal)	x	x
	S_k'' steigt bei $R/X=0,5$	+ (marginal)	x	x
	R/X steigt bei $S_k'' = 100$ MVA	–	x	x
	R/X steigt bei $S_k'' = 500$ MVA	–	x	x
+ Das Stabilitätsverhalten verbessert sich – Das Stabilitätsverhalten verschlechtert sich x Das Stabilitätsverhalten bleibt unverändert				

Tab. 3 Formelzeichen

α	Inverse Stator-Zeitkonstante	$[\alpha] = 1/s$
ψ_d	Gesamtfluss in d-Achse	$[\psi_d] = pu$
ψ_q	Gesamtfluss in q-Achse	$[\psi_q] = pu$
CCT	Critical fault Clearing time	$[CCT] = s$
$\cos(\varphi_{rG})$	Bemessungsleistungsfaktor des Generators	$[\cos(\varphi_{rG})] = 1$
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor des Generators	$[\cos(\varphi)] = 1$
$\frac{d\Phi}{dt}$	Zeitliche Änderung des Flusses	$[\frac{d\Phi}{dt}] = Wb/s$
δ^0	Stationärer Polradwinkel	$[\delta^0] = ^\circ$
δ_{min}	Minimaler Polradwinkel	$[\delta_{min}] = ^\circ$
δ_{max}	Maximaler Polradwinkel	$[\delta_{max}] = ^\circ$
ω	Kreisfrequenz	$[\omega] = 1/s$
H_{ges}	Trägheitskonstante des Generators, der Turbine und des Getriebes	$[H_{ges}] = s$
i_{ind}	Strom durch Induktivität	$[i_{ind}] = A$
i_q	Gesamtstrom in q-Achse	$[i_q] = pu$
i_{q0}	Strom in q-Achse, stationär	$[i_{q0}] = pu$
i_d	Gesamtstrom in d-Achse	$[i_d] = pu$
i_{d0}	Strom in d-Achse, stationär	$[i_{d0}] = pu$
i_{qt}	Strom in q-Achse, transient	$[i_{qt}] = pu$
i_{dt}	Strom in d-Achse, transient	$[i_{dt}] = pu$
L	Selbstinduktivität	$[L] = H$
m_E	Elektrisches Moment	$[m_E] = pu$
n_{rG}	Bemessungsdrehzahl des Generators	$[n_{rG}] = rpm$
P	Wirkleistungsarbeitspunkt des Generators	$[P] = W$
$P_{Cu,T}$	Kupferverluste des Transformators	$[P_{Cu,T}] = W$
$P_{LL,T}$	Leerlaufverluste des Transformators	$[P_{LL,T}] = W$
Q	Blindleistungsarbeitspunkt des Generators	$[Q] = var$
R/X	Netzimpedanzverhältnis	$[R/X] = 1$
R_G/X_G	Generatorimpedanzverhältnis	$[R_G/X_G] = 1$
r_a	Statorwiderstand	$[r_a] = pu$
r_{d1}, r_{d2}	Abgeleiteter Widerstand in d-Richtung	$[r_{d1}, r_{d2}] = pu$
R_L	Leitungsresistenz	$[R_L] = \Omega$
r_q	Abgeleiteter Widerstand in q-Richtung	$[r_q] = pu$
S''_k	Kurzschlussleistung des Netzes	$[S''_k] = VA$
$S''_{k,max}$	Maximale Kurzschlussleistung des Netzes	$[S''_{k,max}] = VA$
$S''_{k,min}$	Minimale Kurzschlussleistung des Netzes	$[S''_{k,min}] = VA$
S_{rG}	Bemessungsscheinleistung des Generators	$[S_{rG}] = VA$
S_{rT}	Bemessungsscheinleistung des Transformators	$[S_{rT}] = VA$
T_F	Fehlerzeitdauer	$[T_F] = s$
t	Zeit	$[t] = s$
U_F	Fehlerspannung	$[U_F] = pu$
$U_{k,T}$	Kurzschlussspannung des Transformators	$[U_{k,T}] = pu$
U_{q0}	Spannung in q-Achse stationär	$[U_{q0}] = pu$
U_{d0}	Spannung in d-Achse stationär	$[U_{d0}] = pu$
U_n	Nennspannung Netz	$[U_n] = kV$
U_{rG}	Bemessungsspannung des Generators	$[U_{rG}] = kV$

Tab. 3 (Fortsetzung)

U_{TOS}	Bemessungsspannung/Transformatoroberspannung	$[U_{TOS}] = \text{kV}$
U_{TUS}	Bemessungsspannung/Transformatorunterspannung	$[U_{TUS}] = \text{kV}$
U_{PCC}	Spannung am PCC	$[U_{PCC}] = \text{kV}$
U^0	Vorfehlerspannung	$[U^0] = \text{pu}$
X_F/R_F	Fehlerimpedanzverhältnis	$[X_F/R_F] = 1$
X_L	Leitungsreaktanz	$[X_L] = \Omega$
x_d'	Transiente Längsreaktanz	$[x_d'] = \text{pu}$
x_d''	Subtransiente Längsreaktanz	$[x_d''] = \text{pu}$
x_q''	Subtransiente Querreaktanz	$[x_q''] = \text{pu}$

bei einem dem Generator naheliegendem Kurzschluss (z. B. in derselben Spannungsebene wie der Netzanschlusspunkt) Methode A1 zur Simulation des Spannungseinbruchs an, während bei elektrisch weiter entfernt auftretenden Fehlern meist Methode A2 vorzuziehen ist. Es ist zu beachten, dass das verwendete X_F/R_F -Verhältnis der Fehlerimpedanz einen deutlichen Einfluss auf die kritische Fehlerklärungszeit aufweist, eine plausible Wahl ist damit ein wichtiger Faktor bei der Überprüfung des FRT-Verhaltens der Anlage, besonders bei leistungsschwächeren Maschinen. Um ein worst-case Szenario nachzubilden, wird daher die Anwendung der Methode A2 empfohlen.

In Summe zeigt sich, dass die Simulation des FRT-Verhaltens gemäß Netzanschlussbedingungen deutlich von der verwendeten Simulationsmethode abhängt, auf die korrekte Wahl derselben ist daher besonderes Augenmerk zu legen.

8 Formelzeichen

Die Formelzeichen sind in Tab. 3 aufgelistet.

Funding Open access funding provided by Graz University of Technology.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden.

Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen.

Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Literatur

1. E-Control. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+A+V1.0.pdf/6342d021-a5ce-3809-2ae5-28b78e26f04d?t=1562757767659> (Erstellt: 12. Dez. 2019). Zugegriffen: 20. Apr. 2021
2. E-Control. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+B+V1.0.pdf/a9a7e5ae-5842-caa9-d2c0-93be4b6e0802?t=1562757801048> (Erstellt: 12. Dez. 2019). Zugegriffen: 20. Apr. 2021
3. E-Control. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+C+V1.0.pdf/345d283b-6017-f58f-64fe-96029d31ba24?t=1562757831308> (Erstellt: 12. Dez. 2019). Zugegriffen: 20. Apr. 2021
4. E-Control. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+D+V1.0.pdf/ae8394df-60aa-5a4f-738e-a6df14a72541?t=1562757862259> (Erstellt: 12. Dez. 2019). Zugegriffen: 20. Apr. 2021
5. VDE (2018) VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE Verlag,
6. VDE (2018) VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11. VDE,
7. VDE (2018) VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11. VDE,
8. (2016) ENTSO-E. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>. Zugegriffen: 20. Apr. 2021
9. DiGSILENT <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>. Zugegriffen: 17. Sept. 2021
10. Essl N, Renner H (2014) Low-Voltage-Ride-Through-Assistenzsystem für dezentrale Erzeugungseinheiten. e&i-Elektrotechnik Informationstechnik 131(8):309–315
11. DiGSILENT (2021) Technical reference—synchronous machine
12. Brankovic D Untersuchung der FRT-Fähigkeit eines Hydrogenerators aufgrund der TOR-Richtlinien, Masterarbeit: Technische Universität Graz, 03.01.2021. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/83b7d5e5-91ff-43e4-aa7a-6aa30ac5c9f1/Master_abgeschlossen/Masterarbeit_Brankovic.pdf. Zugegriffen: 05.11.20
13. Mehta DB, Adkins B (1960) Transient torque and load angle of a synchronous generators following. The Institution of Electrical Engineers,
14. Essl N (2016) Dynamic behaviour of synchronous machines relating to LVRT requirements. Technische Universität Graz, Graz



Darko Brankovic, (geboren 1995), studierte Elektrotechnik-Wirtschaft an der Technischen Universität Graz, Österreich, und erlangte 2021 den Diplomingenieur-Titel. Während und nach seinem Abschluss ist er an der Technischen Universität Graz als Universitäts-Projektassistent am Institut für Elektrische Anlagen und Netze tätig. Seine derzeitigen wissenschaftlichen Schwerpunkte liegen im Bereich der Zertifizierung von Stromerzeugungsanlagen.



Robert Schürhuber, studierte an der Technischen Universität Wien Elektrotechnik und Technische Mathematik, wo er 2002 auch auf dem Gebiet der theoretischen Elektrotechnik promovierte. Er war danach 15 Jahre in der Industrie in verschiedenen Bereichen der Energietechnik tätig, unter anderem befasste er sich mit der Steuerung und Regelung thermischer Anlagen, mit Erregereinrichtungen für Generatoren sowie dem elektrischen Umfeld von Großwasserkraftan-

lagen. Im Sommer 2017 wurde er an die Technische Universität Graz berufen und leitet dort seit Oktober 2017 das Institut für Elektrische Anlagen und Netze.



Herwig Renner, wurde 1965 in Graz geboren. 1995 schloss er sein Doktorat ab und habilitierte sich 2003 an der Technischen Universität Graz, wo er derzeit als außerordentlicher Professor am Institut für Elektrische Anlagen und Netze tätig ist. Einen Forschungsschwerpunkt seiner Arbeit bildet die Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, ein weiteres Forschungsthema ist die Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit. Er war weiters

an der Aalto Universität (Finnland) als Gastdozent tätig, ist TC-Mitglied von CIREN Session 2 und Mitglied mehrerer CIGRE-Arbeitsgruppen.