

SIMULATIVE UNTERSUCHUNG DES STATIONÄREN UND DYNAMISCHEN BETRIEBSBEREICHS EINES SYNCHRONGENERATORS IM INSELNETZBETRIEB

Johanna TIMMERMANN (*)¹, Simon HÖTZEL¹, Claudia BERNECKER-CASTRO¹, Rolf WITZMANN¹, Tobias LECHNER², Sebastian SEIFRIED², Michael FINKEL², Dirk MENKER³, Christian DELLMANN⁴, Günther STÖRZER⁵

¹ Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze Arcisstraße 21, D-80333 München, 0049 89 289-22017, johanna.timmermann@tum.de, www.een.ei.tum.de

² Technische Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg

³ KIMA Automatisierung, Gesellschaft für elektronische Steuerungstechnik und Konstruktion mbH, Anna-Merian-Str. 5, D-48599 Gronau

⁴ LEW Wasserkraft GmbH, Kraftwerkstechnik, Adolf-von-Baeyer-Str. 1, D-86368 Gersthofen

⁵ LW Zweckverband Landeswasserversorgung, Schützenstraße 4, D-70182 Stuttgart

Kurzfassung: Zur Überprüfung des Betriebsbereichs eines Synchrongenerators sollen die Belastungsgrenzen bestimmt werden. Zunächst erfolgt die Untersuchung der Erregerschutzfunktionen mittels Funktionstests des Untererregungs-, des Übererregungs- sowie des Statorstrombegrenzers. Die durch die Herstellerangaben vorgegebenen Belastungsgrenzen des Modells werden durch simulierte Lastsprünge überprüft. Dieser anhand von Simulationen ermittelte Betriebsbereich wird mit dem Betriebsbereich aus dem Datenblatt verglichen. Dabei ist eine gute Übereinstimmung festzustellen. Ziel ist eine erweiterte Verifizierung des Synchronmaschinenmodells, welches bereits für einzelne Betriebspunkte mit Messdaten eines Feldversuchs aus dem LINDA 2.0 Projekt validiert wurde.

Keywords: Dynamische Modellierung, Synchrongenerator, Statisches Erregersystem, Untererregungsbegrenzer, Übererregungsbegrenzer, Statorstrombegrenzung, minimaler Erregerstrom, Belastungsgrenzen, Betriebsbereich

1 Einleitung

Trotz der geringen Wahrscheinlichkeit des Auftretens von großflächigen und langanhaltenden Stromausfällen in Europa, kann dies durch extreme Wetterbedingungen, menschliches Versagen oder Terrorismus nicht ausgeschlossen werden [1]. Wie in [2] dargestellt, bietet die Notstromversorgung über ein Inselnetz, welches von lokalen Stromerzeugern gespeist wird, eine Möglichkeit für solche Szenarien die Krisenvorsorge sicherzustellen. Die Umsetzbarkeit, sowie die Planung und Analyse möglicher Betriebsfälle in einem Inselnetz kann durch ein Simulationsmodell erfolgen. Eine realitätsnahe und aussagekräftige Modellierung hängt maßgeblich von der Genauigkeit der einzelnen Teilmodelle ab. Dies gilt insbesondere für die

Modellierung der Erzeugungseinheit bzw. des Führungskraftwerks eines Inselnetzes und welche somit den Schwerpunkt dieser Arbeit bildet. Untersuchungsgegenstand bildet dabei das in [3] vorgestellte Simulationsmodell.

Im Rahmen von im Forschungsprojekt LINDA 2.0 durchgeführten Feldversuchen konnte das Simulationsmodell bereits für verschiedene Betriebsfälle validiert werden [3]. Nun wird der gesamte Betriebsbereich des Modells überprüft, um die Anwendbarkeit des Modells auf andere Szenarien zu verifizieren und um Empfehlungen für die Betriebsführung von Notfallinselnetzen ableiten zu können. Der Synchrongenerator des Laufwasserkraftwerks stellt als Führungskraftwerk hierbei die zentrale Komponente für die Modellierung des Inselnetzbetriebs dar. Der Betriebsbereich eines Synchrongenerators wird unter anderem durch die Nachbildung der Erregerschutzfunktionen modelliert, welches eine Untersuchung der Grenzbereiche ermöglicht. Mit dem Simulationsmodell lässt sich der zulässige statische als auch dynamische Betriebsbereich eines Synchrongenerators im Inselnetz bestimmen. Der statische Betriebsbereich geht aus den zulässigen Belastungsgrenzen im Dauerbetrieb hervor [4]. Die dynamischen Belastungsgrenzen beschreiben den kurzzeitigen Betrieb eines Synchrongenerators außerhalb seiner stationären Betriebsgrenzen.

Die Berücksichtigung der Belastungsgrenzen ist für den Inselnetzbetrieb von entscheidender Bedeutung, da der Synchrongenerator als einziger Erzeuger den Lastanforderungen gerecht werden muss. Eine genaue Modellierung ermöglicht geringere Reservekapazitäten, die bei der Planung und Auslegung des Inselnetzbetriebs berücksichtigt werden müssen. Des Weiteren unterstützt die Überprüfung der Betriebsgrenzen das Modell für den gesamten Betriebsbereich zu plausibilisieren.

2 Methodik

Die Untersuchungen in dieser Arbeit beschränken sich auf die Erzeugungseinheit des in [3] vorgestellten Inselnetzmodells. Wie in [5] beschrieben stellt das Laufwasserkraftwerk im Rahmen einer Notversorgungsautomatik die Erzeugerseite eines lokalen Inselnetzes dar. Die Untersuchung des stationär und dynamisch zulässigen Betriebsbereichs des Kraftwerks umfasst die folgenden drei Schritte:

Zunächst wird die Parametrierung und die Funktion der implementierten Erregungsbegrenzerfunktionen und Generatorschutzfunktionen überprüft und die Modelle werden ggf. erweitert. Jede Begrenzer- und Schutzfunktion wird bei einer Funktionsüberprüfung separat betrachtet. Es werden simulative Funktionstests durchgeführt und die Anregegrenzen ermittelt.

Anschließend wird der gesamte Betriebsbereich simuliert und das ermittelte Leistungsdiagramm mit den Angaben des Datenblatts abgeglichen. Hierbei können bereits die Auswirkungen einzelner Modellparameter untersucht werden.

Zur Bestimmung des dynamischen Betriebsbereichs wird der Synchrongenerator simulativ außerhalb der festgelegten statischen Belastungsgrenzen betrieben und die Auswirkungen auf das Systemverhalten des Inselnetzes werden untersucht. Hierbei kann zwischen dauerhafter oder kurzzeitiger Überschreitung der Betriebsgrenzen (z. B. bei Einschaltvorgängen) unterschieden werden.

3 Modellierung des Systems

Das modellierte Kraftwerk besteht aus zwei Kaplan-Turbinen, welche jeweils einen statisch erregten Synchrongenerator mit einer Nennscheinleistung von 5,5 MVA antreiben. Bei der Untersuchung werden die Turbinen, die Generatoren, die Erregereinrichtung mit Begrenzerfunktionen und die Generatorschutzfunktionen berücksichtigt. Als Simulationsumgebung wird die Netzberechnungssoftware DiGSILENT PowerFactory 2022 genutzt [6] und Python für die Automation verwendet. Die Simulationsschrittweite beträgt 0,01 Sekunden. Abbildung 1 (a) zeigt die schematische Darstellung des Netzmodells und Abbildung 1 (c) das zusammengesetzte Simulationsmodell. Für die Funktionsprüfung wird der Generator im Netzparallelbetrieb simuliert. Die Belastungspunkte im Inselnetz werden über eine statische Last simuliert, hierbei ist das externe Netz deaktiviert.

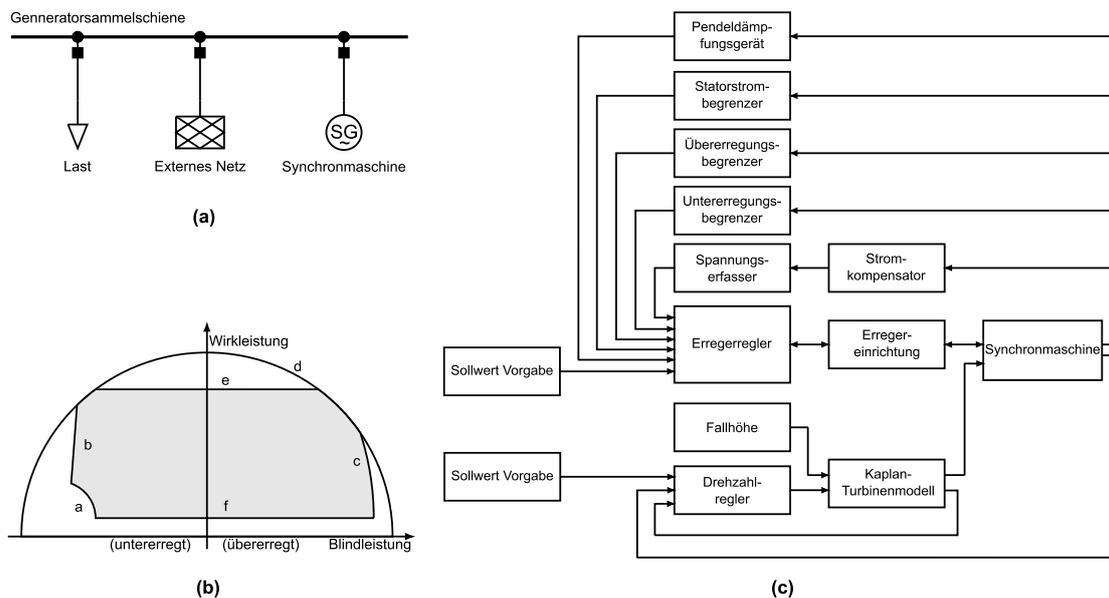


Abbildung 1: (a) Schematische Darstellung des Netzmodells (b) Leistungsdiagramm Synchrongenerator nach [4] (c) Schematische Darstellung des zusammengesetzten Simulationsmodells nach [7]

Der Betriebsbereich eines Synchrongenerators ist durch sein Leistungsdiagramm gegeben, vgl. Abbildung 1 (b). Bei der statischen Betrachtung beeinflusst die Turbine lediglich die maximal und minimal verfügbare Wirkleistung, Kurve e und f in Abbildung 1 (b). Die Turbine wird mit dem für den Inselbetrieb optimierten Betriebsmodus simuliert. Details hierzu und zum Turbinenmodell sind in [7] beschrieben. Der restliche Betriebsbereich, die Blindleistungsbereitstellung, ist durch die Belastungsgrenzen des Synchrongenerators bestimmt. Die Überwachung und Einhaltung der Leistungsgrenzen ist Aufgabe der Begrenzerfunktionen des Erregersystems und der Generatorschutzfunktionen [8]. Für den untersuchten Synchrongenerator sind das u. A. der Untererregungsbegrenzer, der Übererregungsbegrenzer und der Statorstrombegrenzer, welche im Erregersystem implementiert sind. Darüber hinaus erfolgt über das statische Erregersystem die Spannungsregelung.

Das Modell Erregersystem setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Erregerregler und Erregereinrichtung (IEEE ST8C)
- Spannungserfasser und Stromkompensator
- Untererregungsbegrenzer (IEEE UEL2C)
- Übererregungsbegrenzer (IEEE OEL3C)
- Statorstrombegrenzer (IEEE SCL1C)
- Pendeldämpfungsgerät (IEEE PSS2A)

Die Modellkomponenten werden über Standard IEEE Modelle nach [9] abgebildet. Die Parametrierung der Betriebsmittel erfolgt nach Betreiberangaben. Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf dem modellierten Synchrongenerator und dem Spannungsregelkreis. Bei der Parametrierung und Untersuchung des Erregersystem ist zu beachten, dass für Erregermodelle häufig ein eigenes per-unit-System verwendet wird. Abweichend zu dem des Synchrongenerators wird das nicht-reziproke pu-System genutzt damit die Werte des Erregersystems in einem größeren Wertebereich liegen. Für alle Abbildungen in dieser Untersuchung wird das reziproke pu-System des Synchrongenerators genutzt.

3.1 Funktionstests der Begrenzer- und Schutzfunktion

Jede Begrenzer- und Schutzfunktion wird zur Funktionsüberprüfung separat betrachtet. Bis auf die betrachtete Funktion werden alle übrigen Begrenzer- und Schutzfunktionen deaktiviert. Es werden simulative Funktionstests durchgeführt, die Anregegrenzen ermittelt und das Modellverhalten anhand von Datenblättern und Herstellerangaben validiert. Der Ausgangspunkt für die Funktionstests ist jeweils ein Anfangswert der Wirkleistung von 0,75 pu, der Blindleistung von 0 pu und der Spannung von 1 pu. Für die Funktionstests wird der Generator im Netzparallelbetrieb simuliert und der Referenzwert der Spannung verändert.

3.1.1 Untererregungsbegrenzer/Praktisches Stabilitätslimit

Der Untererregungsbegrenzer (UEB) arbeitet in Verbindung mit dem automatischen Spannungsregler, um eine zu große Untererregung des Synchrongenerators zu verhindern [10]. Die Eingriffsgrenze des UEB stimmt mit dem praktischen Stabilitätslimit der Kurve b in Abbildung 1 (b) überein [14]. Die Hauptaufgabe des UEB ist das Verhindern des Betriebs des Synchrongenerators im instabilen Bereich, welcher zum außer Tritt geraten des Synchrongenerators führt und eine Überhitzung des Statorbereichs des Synchrongenerators zur Folge hätte. Zudem wird verhindert, dass es zu Pendelmomenten und möglichen Lagerschäden kommt. Dies kann beispielweise durch die Aufnahme zu hoher Blindleistung auftreten. Die Begrenzung der Untererregung wird durch eine Erhöhung des Erregerstroms erreicht. [11] [12]

Ein potenzieller Grund des Betriebs eines Synchrongenerators im untererregten Bereich kann ein Ausfall des Erregersystems sein. Möglich ist auch ein Systemzusammenbruch in einem umfangreichen Übertragungsnetz. Um die Systemspannung hierbei auf einem akzeptablen Niveau zu halten, wird das Erregungsniveau verringert. [13]

Für den Funktionstest wird nach 5 Sekunden der Referenzwert der Spannung um 0,02 pu auf 0,98 pu gesenkt und nach 25 Sekunden wieder auf den Normalwert von 1 pu gesetzt. Abbildung 2 zeigt die Simulationsverläufe mit aktiviertem (blaue Verläufe) und deaktiviertem UEB (graue Verläufe).

Bei aktiviertem UEB ist zu erkennen, dass der Spannungsregler den Wert der Klemmenspannung an das Niveau des Spannungsreferenzwerts annähert. Dadurch sinkt die Blindleistung und der Polradwinkel wächst. Die Änderung der Generatorspannung ist gering im Vergleich zur Änderung des Spannungsreferenzwerts, da der UEB nach ungefähr 0,5 Sekunden aktiv wird und das weitere Sinken der Klemmenspannung verhindert. Nach dem Normalisieren des Spannungsreferenzwerts nähern sich die Verläufe der dargestellten Parameter wieder den jeweiligen Anfangswerten an. Die aktive Phase des UEB lässt sich deutlich am Verlauf des Ausgangssignals sehen. Die Notwendigkeit des UEB wird anhand der

grauen Signalverläufe deutlich. Hierbei ist der UEB für den gleichen Test deaktiviert. Die Klemmenspannung und die Blindleistung fallen stärker ab und der Polradwinkel steigt stark an. Der Synchrongenerator kippt, weshalb bei etwa 9 Sekunden der Generatorschalter öffnet. Der UEB verhindert diesen Betriebszustand.

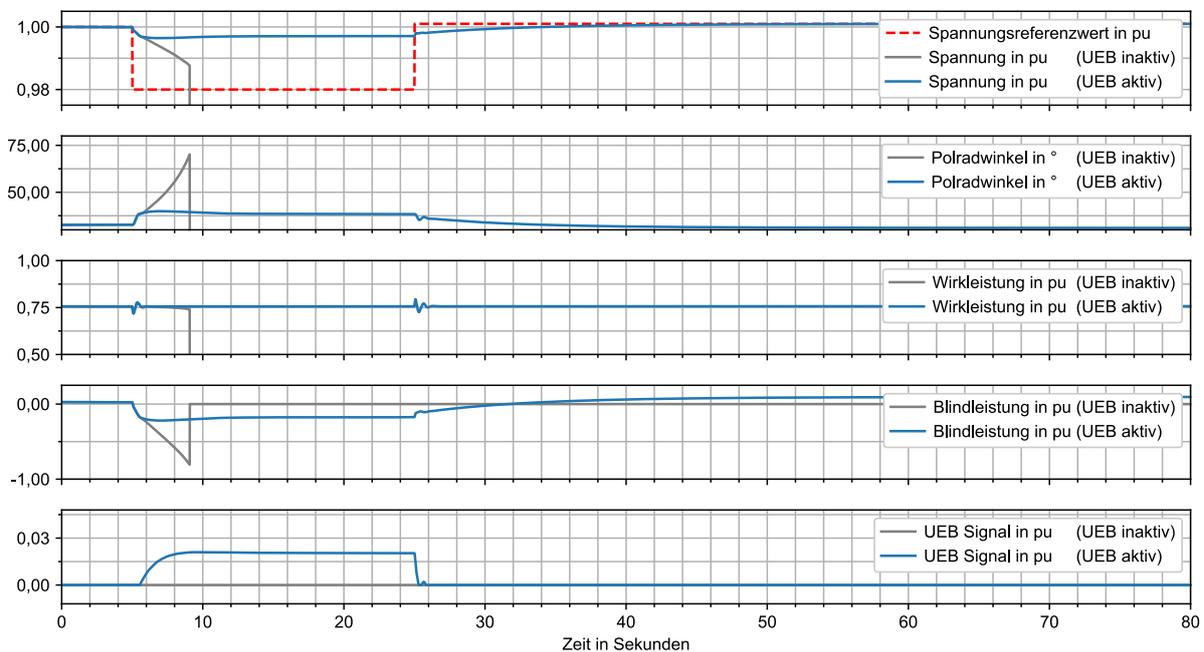


Abbildung 2: Funktionstest Untererregungsbegrenzer (UEB) des Synchrongenerators, Anfangswirkleistung 0,75 pu, Änderung Spannungsreferenzwert von 1 pu auf 0,98 pu bei 5 s und Normalisierung bei 25 s

3.1.2 Übererregungsbegrenzer

Der Übererregungsbegrenzer (ÜEB) schützt den Synchrongenerator vor Überhitzung durch einen zu hohen Erregerstrom, Kurve c in Abbildung 1 (b). Für eine begrenzte Zeitspanne ist der übererregte Betrieb zulässig, sodass die Begrenzung zeitverzögert erfolgt. Durch den ÜEB wird der Erregerstrom reduziert und die Erregung in die Dauerbetriebsgrenzen zurückgeführt. Zur Temperaturüberwachung der Erregerwicklung wird meist der Erregerstrom oder die Erregerspannung als Referenzgröße gemessen. Die Zeitverzögerung kann direkt oder invers erfolgen, letztere ist an die Kapazität der Erregerwicklung angepasst. Somit kann die Grenze bei niedriger thermischer Belastung länger überschritten werden als bei hoher thermischer Belastung. [15] [16]

Für den Funktionstest wird nach 5 Sekunden der Referenzwert der Spannung um 0,02 pu auf 1,02 pu erhöht. Abbildung 3 zeigt die Simulationsverläufe für eine Anfangswirkleistung von 0,5 pu (graue Verläufe) und 0,75 pu (blaue Verläufe). Durch die Änderung des Referenzwerts der Spannung erhöht der Spannungsregler die Klemmenspannung und führt diese nach. Dabei steigen der Erregerstrom und die Blindleistung. Die Wirkleistung schwingt leicht, bleibt aber annähernd auf dem gleichen Niveau. Bei einer Anfangswirkleistung von 0,75 pu ist das zeitverzögerte Einsetzen des ÜEB bei etwa 45 Sekunden durch das Herabsetzen des Erregerstroms auf seinen verzögerten Grenzwert von 1,05 pu deutlich zu erkennen. Die Begrenzung des Erregerstroms hat eine Verringerung der Klemmenspannung und der Blindleistung zur Folge. Die Wirkleistung bleibt nach kurzem Schwingen annähernd konstant. Der Kurvenverlauf entspricht dem zu erwartenden Verlauf, wie dieser auch in [17] beschrieben ist. Die grauen Signalverläufe zeigen den gleichen Funktionstest mit einer Anfangswirkleistung

von 0,5 pu. Die Kurven der Klemmenspannung, der Wirk- und Blindleistung und des Erregerstroms ähneln sich stark. Der maßgebliche Unterschied liegt darin, dass der ÜEB später aktiv wird, bei ca. 54 Sekunden. Der Grund für das spätere Aktivieren ist die inverse Zeitcharakteristik des ÜEB. Durch die langsamere Steigerung des Erregerstroms ist die Erwärmung der Erregerwicklung geringer und der Grenzwert kann länger überschritten werden. Zusätzlich ist zu beobachten, dass der unverzögerte Grenzwert für den maximale Erregerstrom von 1,5 pu in keinem der Testfälle überschritten wird.

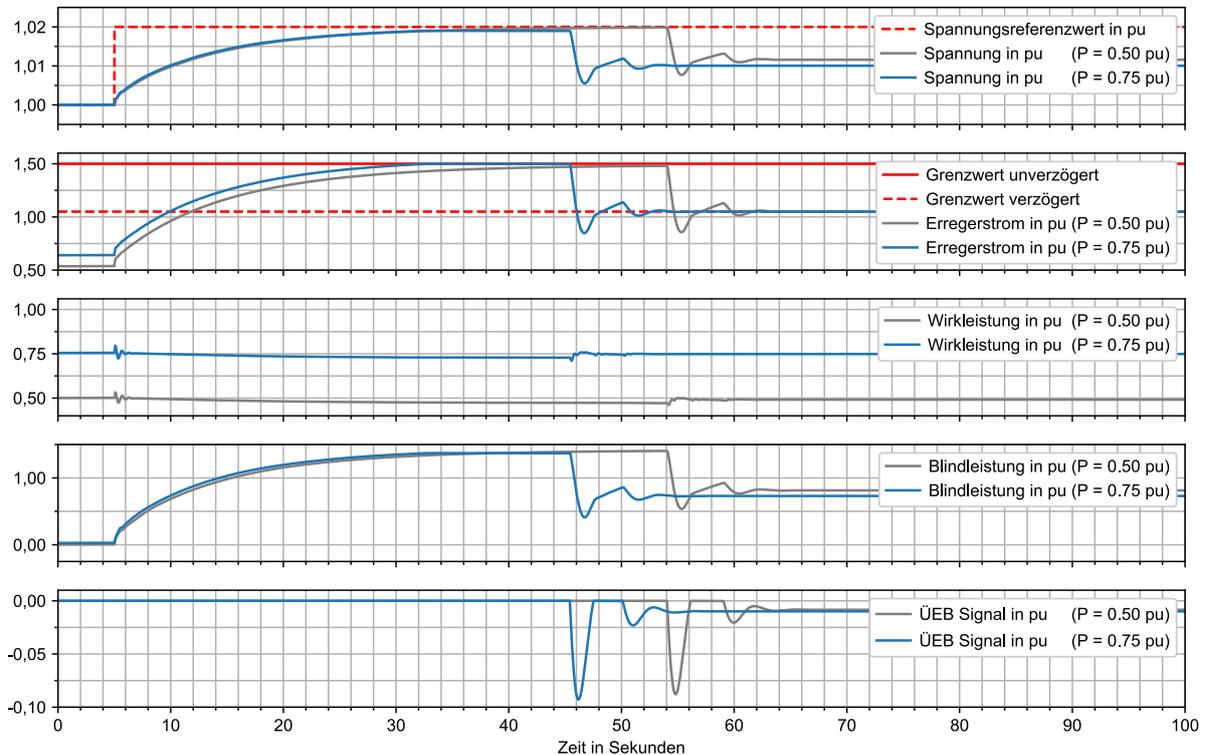


Abbildung 3: Funktionstest Übererregungsbegrenzer (ÜEB) des Synchrongenerators, blau: Anfangswirkleistung 0,75 pu, grau: Anfangswirkleistung 0,5 pu, Änderung Spannungsreferenzwert von 1 pu auf 1,02 pu bei 5 s

3.1.3 Statorstrombegrenzer

Der Statorstrombegrenzer (SSB) stellt die Einhaltung des zulässigen Betriebsbereichs des Stators sicher, welcher durch die Kurve d in Abbildung 1 (b) gekennzeichnet ist. Die Regelgröße ist der Absolutwert des Statorstroms. Der SSB regelt den Blindanteil des Statorstroms, um die Erwärmung des Stators zu begrenzen. Das Verhalten des SSB ist abhängig vom Betriebsbereich des Generators. Im untererregten Betrieb muss die Erregung erhöht werden, um den Statorstrom zu begrenzen. Gegensätzlich muss im übererregten Betrieb die Erregung reduziert werden. [17]

Das Einsetzen des SSB erfolgt wie beim ÜEB verzögert, höhere Statorströme sind kurzzeitig zulässig [18]. Ein Grund für die Erhöhung des Statorstroms kann bei gleichbleibender Turbinenleistung ein Absinken der Netzspannung sein. Dadurch steigt der Blindanteil des Statorstroms und der Wirkanteil wiederum nimmt durch das Wachsen der Klemmenspannung zu. Ein weiterer Grund kann eine Überschreitung der Nennwirkleistung des Synchrongenerators darstellen. [20]

Für den Funktionstest des SSB wird nach 5 Sekunden der Spannungsreferenzwert auf 1,02 pu erhöht. Die Simulationsverläufe für den übererregten Betrieb sind in Abbildung 4 gezeigt. Nach Änderung des Spannungsreferenzwerts ist ein Absinken der Wirkleistung, ein Ansteigen der

Blindleistung und ein Ansteigen des Statorstroms zu erkennen. Der verzögerte Grenzwert des Statorstroms (1,05 pu) wird bei ca. 10 Sekunden überschritten. Nach Ablauf der Verzögerungszeit wird der Statorstrom bei ca. 49 Sekunden auf seinen Grenzwert von 1,05 pu herabgeregt. Als Folge steigt die Wirkleistung wieder leicht an und die Klemmenspannung und der Erregerstrom sinken. Ein ähnlicher Verlauf ist auch in [20] beschrieben. Der Überstromschutz vom Generator (1,2 pu) wird für den Funktionstest deaktiviert. Für den Funktionstest im untererregten Betrieb muss der Referenzwert der Spannung auf 0,98 pu reduziert werden. Da die Grenze des UEB vor der Grenze des SSB liegt und der UEB ein schnelles Zeitverhalten aufweist, muss der UEB für diesen Test deaktiviert werden. Da die praktische Stabilitätsgrenze bei diesem Test überschritten wird, gerät der Generator außer Tritt bevor der SSB eingreift. Bei aktivem UEB wird Grenzwert des Statorstroms nicht überschritten.

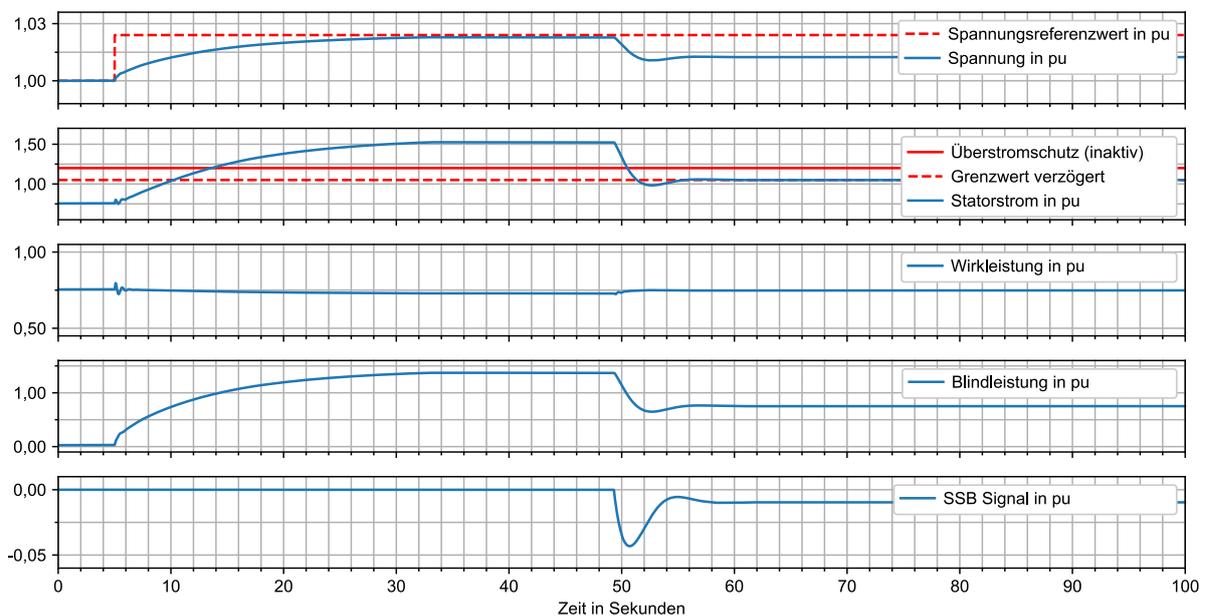


Abbildung 4: Funktionstest Statorstrombegrenzer (SSB) des Synchrongenerators, Anfangswirkleistung 0,75 pu, Änderung Spannungsreferenzwert von 1 pu auf 1,02 pu bei 5 s

3.1.4 Minimaler Erregerstrom

Eine weitere Begrenzung ist durch den minimalen Erregerstrom gegeben. Für die Erreichung des Mindestkippmoments darf der minimale Erregerstrom nicht unterschritten werden [4]. Kurve a in Abbildung 1 (b) kennzeichnet die Minimalbegrenzung des Erregerstroms im Leistungsdiagramm. Da eine Unterschreitung des Grenzwerts zu kritischen Betriebszuständen führt, muss die Begrenzung des minimalen Erregerstroms unverzüglich erfolgen. Die Erregerstromregelung erfolgt über eine kaskadierte Spannungs- und Stromregelung und wird über das IEEE Modell ST8C abgebildet. Da die Umsetzung der unverzüglichen Begrenzung des Erregerstroms sich von der Begrenzung des untersuchten Systems unterscheidet, wird das Modell entsprechend erweitert. Anstelle der ursprünglichen Zustandsvariablen Begrenzung erfolgt die Begrenzung des Erregerstroms nun über einen PI-Regler mit Anti-Windup. Für die Funktionsüberprüfung wird bei einer Anfangswirkleistung von 0,1 pu und einer Anfangsblindleistung von -0,2 pu bei 5 Sekunden der Spannungsreferenzwert von 1 pu auf 0,98 pu verringert. Abbildung 5 zeigt die Simulationsverläufe. Die Änderung der Generatorspannung ist im Vergleich zur Änderung des Spannungsreferenzwerts gering. Das

Ausgangssignal des Begrenzers zeigt, dass dieser unverzögert reagiert und den Erregerstrom bei der Unterschreitung des Grenzwertes von 0,2 pu regelt. Gemäß der Limitierung des Erregerstroms erreicht die Klemmenspannung nicht den Referenzwert und begrenzt ein weiteres Absinken der Blindleistung, die Wirkleistung bleibt annähernd konstant.

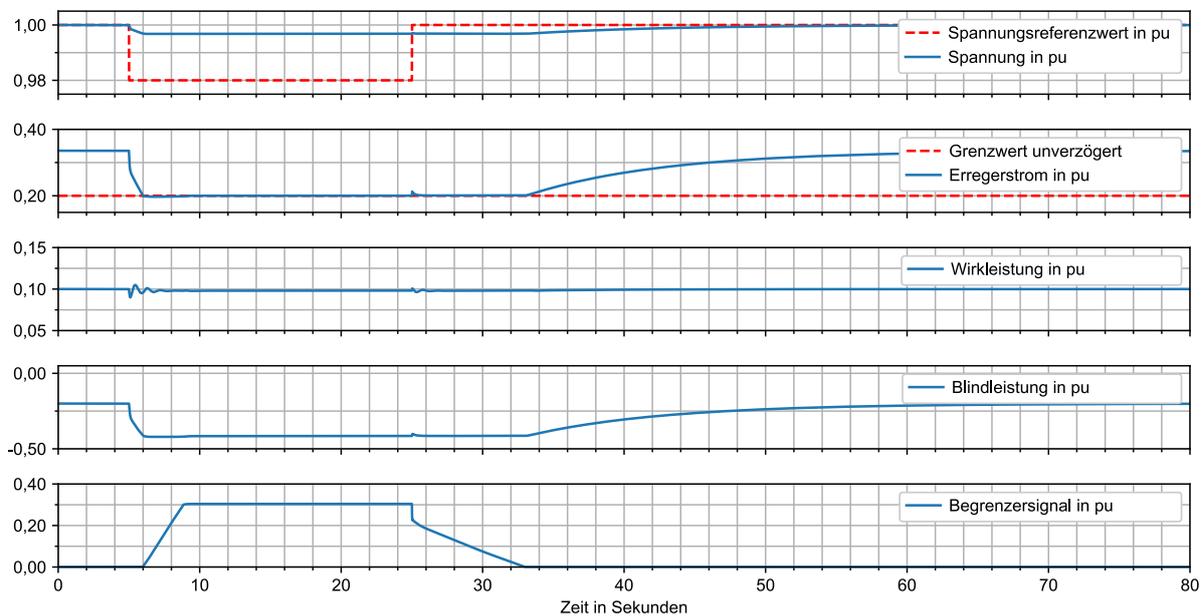


Abbildung 5: Funktionstest minimaler Erregerstrombegrenzer, Anfangswirkleistung 0,1 pu, Anfangsblindleistung -0,2 pu, Änderung Spannungsreferenzwert von 1 pu auf 0,98 pu bei 5 s und Normalisierung bei 25 s

3.1.5 Weitere Generatorschutzfunktionen im Inselnetzbetrieb

Der Betriebsbereich des Generators bzw. der des Inselnetzes wird durch weitere Systemparameter begrenzt. Im Inselnetzbetrieb sind folgende Schutzfunktionen aktiv:

- Unterfrequenzschutz $f <$: 43 Hz, Auslösezeit: 30 Sekunden
- Überspannungsschutz $U >$: 120 %, Meldung nach: 0,5 Sekunden (keine Auslösung)
- Überspannungsschutz $U >>$: 145 %, Auslösezeit: 1 Sekunde
- Überstromschutz $I >$: 120 %, Auslösezeit: 3,5 Sekunden

Die Nachbildung dieser Schutzfunktion in der Simulation erfolgt über eine Messwernerfassung von Spannung, Strom und Frequenz am Generatorabgang. Alle Schutzfunktionen sind vereinfacht als zeitdiskrete Auslösewerte abgebildet und die Auslöseeinrichtung wird nicht modelliert. Bei aktiv werden einer Schutzfunktion (Oder-Verknüpfung) wird der Generatorschalter geöffnet und die Simulation gestoppt. In der Realität führt die Anregung einer Schutzfunktionen ebenfalls zum Öffnen des Generatorschalters und der Inselnetzbetrieb wird beendet, Schaltvorgänge werden nicht betrachtet.

3.2 Überprüfung des Betriebsbereichs

Nachdem die Begrenzungs- und Schutzfunktionen einzeln überprüft wurden, erfolgt die Betrachtung des gesamten Betriebsbereichs. Hierzu wird mit einer Auflösung von 0,02 pu die Wirk- und Blindleistung des Generators im Inselnetzbetrieb variiert, für Wirkleistungen von 0 pu bis 1,05 pu und Blindleistungen von -1,05 pu bis 1,05 pu. Die Simulationen des DigSILENT PowerFactory Modells werden über Python automatisiert durchgeführt. Die Belastungspunkte werden über eine statische Last (konstant Z) simuliert. Für die

Untersuchung werden zunächst die folgenden Annahmen und Vereinfachungen getroffen: Die konstante Fallhöhe von 5,8 m entspricht der Ausbaufallhöhe, d. h. bei maximaler Turbinenleistung (4,84 MW) sind Leitapparat (a_0) und Laufrad (φ) voll geöffnet. Der Turbinenbetriebsmodus ist der dynamisch optimierte $a_0\varphi$ -Zusammenhang und die Blindleistungsstatik wird vernachlässigt. Es erfolgte eine direkte Spannungssollwertvorgabe von 1 pu, in der Realität ist hierfür ein übergeordneter Spannungsregler implementiert [5].

3.2.1 Statischer Betriebsbereich (Dauerbetriebsbereich)

Für die Betrachtung des statischen Betriebsbereichs wird der mögliche dauerhafte Betrieb von Belastungspunkten untersucht. Um die dynamische Anregung gering zu halten, werden die Belastungspunkte möglichst sanft angefahren. Die Leistungsänderung innerhalb der Belastungsgrenzen beträgt 0,05 pu Wirkleistung bzw. Blindleistung. Die Anfangslast beträgt 0,95 pu des jeweiligen Belastpunktes (P/Q) bzw. maximal 0,95 pu der maximale Turbinenleistung und dem Leistungsdiagramm entsprechenden 0,95 pu der jeweiligen maximalen Blindleistung für die entsprechende Wirkleistung. Zum Zeitpunkt 0 Sekunden erfolgt die Laständerung um 0,05 pu zum betrachteten Belastungspunkt. Liegt der Ziel Belastungswert außerhalb des Leistungsdiagramms ist die Laständerung größer als 0,05 pu. Eine beispielhafte Anfangslast $(P/Q)_1$ und der dazugehörige Belastungspunkt $(P/Q)_2$ sind in Abbildung 6 markiert. Um vor der Laständerung einen stabilen Betrieb sicherzustellen, erfolgt die Simulation mit einer entsprechenden Vorlaufzeit. Die maximale Simulationsdauer nach Laständerung beträgt 300 Sekunden. Wird die maximale Simulationsdauer erreicht, wird angenommen, dass dieser Betriebspunkt dauerhaft gehalten werden kann. Die Simulation eines Belastungspunktes wird vorzeitig beendet, wenn eine der Generatorschutzfunktionen auslöst oder eine der Begrenzerfunktionen aktiv wird. Die Aktivierung der Begrenzerfunktionen führt in der Realität nicht zur Öffnung des Generatorschalters, dennoch sind diese Betriebspunkte nicht für den Dauerbetrieb vorgesehen.

Die Auswertung der statisch simulierten Belastungspunkte ist in Abbildung 6 gezeigt. Bei der Darstellung ist zu beachten, dass die Achsen die Wirk- und Blindleistung der Last repräsentieren, mit welcher der Generator belastet wird und nicht den tatsächlich erreichten Leistungswerten. Die farbliche Markierung kennzeichnet die Dauer und damit die mögliche Belastungsdauer des Synchrongenerators, bevor eine Begrenzer- oder Schutzfunktion aktiv wird. Der grüne Bereich aus Abbildung 6 stellt die statischen Betriebsgrenzen des Synchrongenerators dar. Dieser Bereich kann mit den Leistungsgrenzen aus dem Datenblatt validiert werden. Der Vergleich zeigt eine weitgehende Übereinstimmung. Da im Inselnetzbetrieb ein erweiterter Frequenzbereich bis 43 Hz zulässig ist, kann die Wirkleistung die maximale Turbinenleistung übersteigen, in diesen Betriebspunkten ist die Inselnetzfrequenz kleiner 50 Hz. Die Grenze des minimalen Erregerstroms wird nicht ersichtlich, da in diesen Betriebsbereich die Sättigung des Synchrongenerators wirksam ist und dadurch die Grenze des minimalen Erregerstroms nicht unterschritten wird.

Anhand der statischen Untersuchung lassen sich bereits Einflussfaktoren bestimmen, die den Betriebsbereich der Synchronmaschine bestimmen. Neben den durch die Begrenzungsfunktionen gegebenen Belastungsgrenzen des Synchrongenerators stellt bspw. die Fallhöhe einen Einflussfaktor auf die maximale Wirkleistung dar. Bei dem verwendeten Turbinenmodell entspricht dies einer vereinfachten Nachbildung des in der Praxis verfügbaren Wasserdargebot. Das Wasserdargebot bestimmt die zur Verfügung stehende Leistung gegeben durch Fallhöhe und Durchflussmenge.

Das unverzögerte Einsetzen des UEB und das zeitlich verzögerte Einsetzen des ÜEB und SSB ist in der Abbildung gut erkennbar. Durch das unterschiedliche Zeitverhalten der Begrenzerfunktionen lässt sich bereits erkennen, dass ein kurzzeitiges Überschreiten der Belastungsgrenzen in verschiedenen Betriebsbereichen unterschiedliche Auswirkungen auf den Inselnetzbetrieb hat.

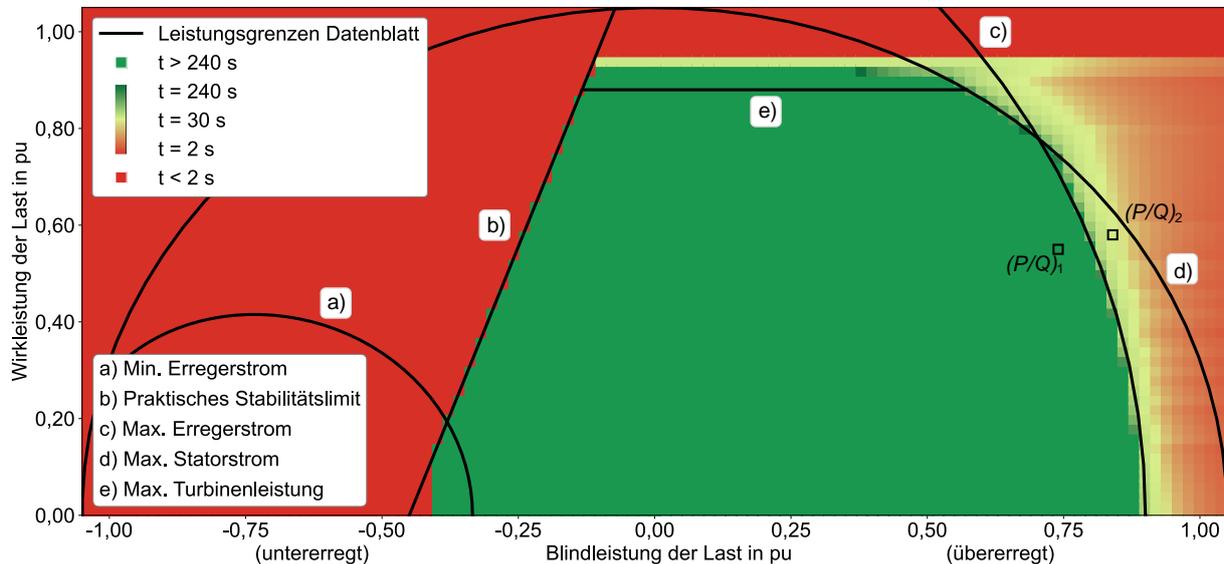


Abbildung 6: Zeitdauer simulierter Belastungspunkte bis es zu einer Schutz- oder Begrenzeranregung des Synchrongenerators kommt und Vergleich mit dem Leistungsdiagramm aus dem Datenblatt. Die Wirk- und Blindleistungswerte entsprechen der Last mit welcher der Generator belastet wird

3.2.2 Dynamische möglicher Betriebsbereich

Bei der Betrachtung des dynamischen Betriebsbereiches, wird die Simulation nun nicht mehr bei Aktivierung der Begrenzerfunktionen gestoppt, sondern der Einfluss der Begrenzung auf die Frequenz- und Spannungshaltung im Inselnetzbetrieb wird bewertet. Dabei wird ausgewertet, welche Systemgrößen den dynamischen Betriebsbereich limitieren. Hierzu wird der Synchrongenerator simulativ außerhalb der ermittelten statischen Belastungsgrenzen betrieben (vgl. Abbildung 6). Die Simulation wird gestoppt, wenn eine der Generatorschutzfunktionen (s. h. Abschnitt 3.1.5) zur Auslösung des Generatorschalters führt. Die Begrenzerfunktionen limitieren u. A. den Erregerstrom und beeinflussen somit die Spannungsregelung des Generators. Das Anfahren der Belastungen erfolgt analog zu der vorherigen Untersuchung. Die Belastungspunkte innerhalb des Dauerbetriebsbereichs werden nicht erneut simuliert, da die Begrenzerfunktionen hier nicht aktiv werden. Die maximale Simulationsdauer beträgt 300 Sekunden. Die Simulation eines Belastungspunktes wird vorzeitig beendet, wenn der Generatorschalter auslöst. Erreicht die Simulation die maximale Simulationsdauer, werden die stationären Endwerte von Spannung und Frequenz ausgewertet. Es wird angenommen, dass es sich bei den Endwerten um einen stabilen Betrieb handelt.

Die Auswertung dieser Untersuchung zeigt Abbildung 7. Hierbei ist zu beachten, dass die x- und y-Achse die Wirk- und Blindleistung der Last repräsentieren, mit welcher der Generator belastet wird und nicht den tatsächlich erreichten Leistungswerten. Eine graue Markierung bedeutet, dass ein Grenzwert der Schutzfunktion verletzt wurde und die Simulation frühzeitig gestoppt wurde. Die farblichen Markierungen kennzeichnen die Abweichungen der

Spannungs- und Frequenzwerte. Hierbei wird bewertet, wie stark Frequenz und Spannung von 1 pu abweichen, als Anhaltspunkt dient der Bereich $\pm 0,1$ pu. Die Frequenz von 47,5 Hz wird nur bei einer Belastung mit einer Wirkleistung größer als 0,9 pu unterschritten. Durch die Laständerung treten auch niedrigere Frequenzen auf, die aufgrund des erweiterten Frequenzbereichs im Inselnetz zulässig sind. Da die stationären Frequenzwerte der restlichen Belastungspunkte bei 50 Hz liegen, bestätigt dies die Annahme, dass es sich hierbei um stabile Betriebspunkte handelt. Die Spannung erreicht in den meisten Belastungspunkten außerhalb des Dauerbetriebsbereichs nicht den Sollwert von 1 pu. Der grünblaue Farbverlauf zeigt Werte kleiner als 1 pu. Liegt der Spannungswert unterhalb von 0,9 pu, ist dieser blau markiert. Der minimale stationäre Endwert liegt bei 0,73 pu. Der grünorange Farbverlauf zeigt Spannungswerte die größer als 1 pu sind. Liegt der Spannungswert oberhalb 1,1 pu, ist dieser orange markiert. Der maximale stationäre Endwert liegt bei 1,45 pu.

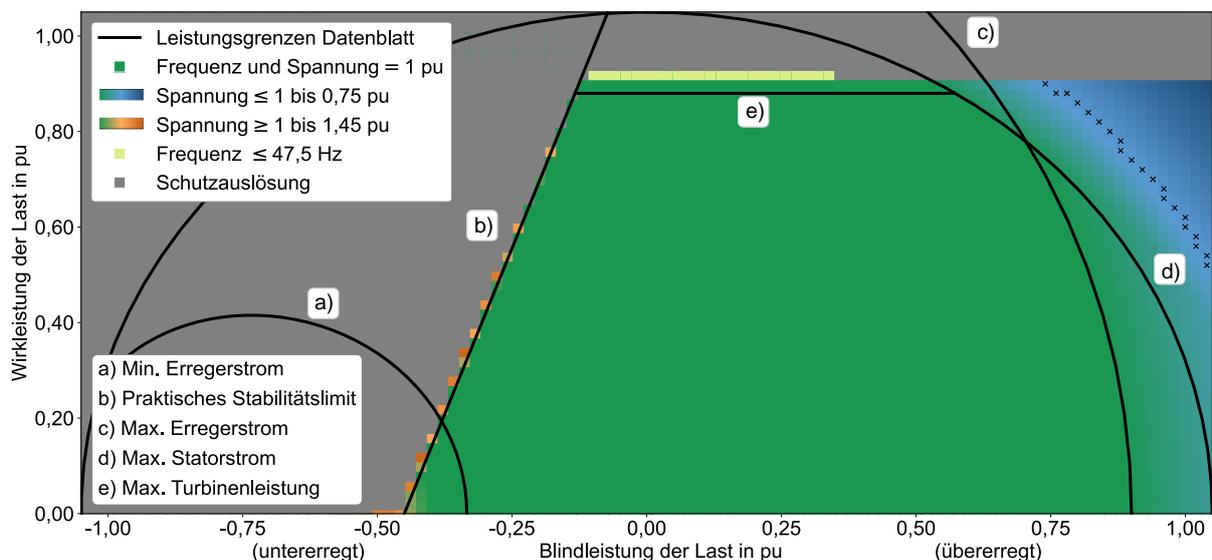


Abbildung 7: Auswirkung auf das Spannungs- und Frequenzverhalten im Inselnetzbetrieb bei Betrieb des Synchrongenerators außerhalb der Dauerbelastungsgrenzen. Die Wirk- und Blindleistungswerte entsprechen der Last mit welcher der Generator belastet wird

Wie zu erwarten, beeinflusst die Begrenzung des Erregerstroms die Spannungsregelung. Im übererregten Bereich kann die Dauerbelastungsgrenze, Kurve c und e, überschritten werden und ein stabiler Betrieb erreicht werden. Infolge des begrenzten Erregerstroms sinkt die Spannung. Die stationären Endwerte der Wirk- und Blindleistungswerte entsprechen nicht der Belastungsvorgabe. Demnach ist eine höhere Belastung des Generators kurzzeitig möglich, wobei sich die Überlastung nach dem zulässigen Frequenz- und Spannungsbereich richtet. Bei zulässigen Spannungen von bspw. $\pm 10\%$ liegt die maximale Belastung bei in Abbildung 7 mit einem „x“ gekennzeichneten Belastungswerten. Im untererregten Betriebsbereich führt die Überschreitung der Begrenzung zu einem starken Spannungsanstieg. Zwar führen die orange markierten Belastungspunkte zu keiner direkten Schutzauslösung, würden aber bei der Überschreitung von 1,2 pu einen kritischen Betrieb signalisieren. Diese Belastungspunkte mit aktivem UEB werden demnach nicht als stabile Betriebspunkte bewertet.

Weitere entscheidende Einflussfaktoren auf den dynamischen Betriebsbereich im Inselnetzbetrieb stellen u. A. die Höhe und Dauer der Belastungsänderung dar, welche bei der bisherigen Untersuchung konstant gehalten wurden. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen müssen daher fortführende Untersuchungen erfolgen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wird die Modellierung der Erregungsbegrenzerfunktionen eines Synchrongenerators beschrieben und überprüft. Durch simulative Funktionstests wird gezeigt, dass die Begrenzer den Erreger- und den Statorstrom entsprechend der Herstellerangaben limitieren. Es wird gezeigt, dass die Belastungsgrenzen des Synchrongenerators mit dem Simulationsmodell richtig abgebildet werden. Dies zeigt der Vergleich mit dem Leistungsdiagramm aus dem Datenblatt. Diese Gegenüberstellung verifiziert das statische Verhalten des Simulationsmodells über den gesamten Betriebsbereich. Eine Überschreitung der Belastungsgrenzen, der Betrieb mit aktivierten Begrenzerfunktionen, hat einen unmittelbaren Einfluss auf die Spannungsregelung. Durch das verzögerte Einsetzen der Begrenzerfunktionen ist eine kurzzeitige Überschreitung der Belastungsgrenzen im übererregten Bereich zulässig. Bis die Begrenzung einsetzt kann der Generator nach Ausregelung der Spannungsanregung durch die Laständerung eine Spannung von 1 pu liefern. Durch die Kombination der Ergebnisse der beiden Untersuchungen lässt sich vereinfacht ableiten, wie lange der Generator außerhalb des Dauerbetriebsbereichs betrieben werden kann und wie tief die Spannung einbricht, wenn die Belastung nicht reduziert wird.

Die bisherige Untersuchung des zulässigen dynamischen Betriebsbereichs hat gezeigt, dass insbesondere der zulässige Spannungsbereich im Inselnetzbetrieb ein limitierender Faktor ist. Weitere Einflussfaktoren wie die Dauer und Höhe der Belastungsänderung müssen in zukünftigen Arbeiten herausgearbeitet werden. Eine derartige Untersuchung ist nur dann möglich, wenn sichergestellt ist, dass die Begrenzerfunktionen richtig abgebildet werden. Dies gilt insbesondere für Untersuchungen im Inselnetzbetrieb, bei denen ein Führungskraftwerk den Lastanforderungen gerecht werden muss. Das vorgestellte Modell ist hierzu in der Lage. Eine vereinfachte Berücksichtigung der Belastungsgrenzen über den möglichen Wirk- und Blindleistungsbereich ist nicht zielführend, wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Belastungsgrenzen nicht eingehalten werden. Auch für dynamische Untersuchungen, bei Belastungen die nicht in unmittelbarer Nähe zu den Belastungsgrenzen liegen, z. B. Zuschaltungen großer Lasten oder tiefen Spannungseinbrüchen, sollten die Begrenzerfunktionen berücksichtigt werden, um fehlerhafte Rückschlüsse über mögliche stabile oder instabile Betriebspunkte auszuschließen.

Referenzen

- [1] H.-A. Krebs und P. Hagenweiler, *Energieresilienz und Klimaschutz*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021.
- [2] C. Steinhart, *Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität*, München: Dissertation, Technische Universität München, 2020.
- [3] J. Timmermann, C. Bernecker-Castro, R. Witzmann, T. Lechner, S. Seifried, M. Finkel, D. Menker, C. Dellmann, G. Störzer, D. Stenzel und C. Vogel, „Dynamische Modellierung der Notfallversorgung einer Trinkwasserversorgung durch ein Laufwasserkraftwerk im Inselbetrieb,“ 17. Symposium Energieinnovation TU Graz, Graz, 2022.
- [4] A. Binder, *Elektrische Maschinen und Antriebe*, Heidelberg: Springer Vieweg Berlin, 2017.
- [5] J. Timmermann, C. Bernecker-Castro, R. Witzmann, T. Lechner, S. Seifried, M. Finkel, D. Menker, C. Dellmann und G. Störzer, *Automated Emergency Power Supply for Drinking Water Supply by a Hydro Power Plant in Islanded Grid Operation*, Rom: 27th International Conference on Electricity Distribution, 2023.
- [6] DigSILENT GmbH, 2022. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>.
- [7] „IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability,“ in IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), 2016, p. 1–207.
- [8] M. Gratzka, C. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel und C. Dellmann, „Parametrierung eines dynamischen Kaplan-Turbinen-Modells anhand von Messdaten für den Inselnetzbetrieb,“ 16. Symposium Energieinnovation TU Graz, Graz, 2020.
- [9] P. Kundur, *Power system stability and Control*, New York: McGraw- Hill, 1994.
- [10] G. K. Girgis und H. D. Vu, „Verification of limiter performance in modern excitation,“ in IEEE Transactions on Energy Conversion 10.3, 1995, p. 538–542.
- [11] S. S. Choi und X. M. Jia, „Under excitation limiter and its role in preventing excessive synchronous generator stator end-core heating,“ in IEEE Transactions on Power, 2000, p. 95–101.
- [12] A. Murdoch, G. E. Boukarim, B. E. Gott, M. J. D'Antonio und R. A. Lawson, „Generator over excitation capability and excitation system limiters,“ in IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 2001, IEEE, 2001, p. 215–220.
- [13] G. R. Berube, L. M. Hajagos und R. E. Beaulieu, „A utility perspective on under-excitation limiters,“ in IEEE Transactions on Energy Conversion 10.3, 1995, p. 532–537.
- [14] C. R. Mummert, „Excitation system limiter models for use in system stability studies,“ in IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 1999, IEEE, 1999, p. 187–192.
- [15] M. Baha Bayram, I. Sefa und S. Balci, „Over Excitation Limiter for Synchronous Generators with LabVIEW,“ in IEEE 18th International Power Electronics and Motion, IEEE, 2018, p. 411–415.
- [16] S. Patterson, „Overexcitation limiter modeling for power system studies,“ in IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, IEEE, 2005, p. 2939–2942.
- [17] M. Baechle und D. Stutz, „Improving the performance of the stator current limiter of excitation control systems,“ in IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012, IEEE, 2012, p. 1–7.
- [18] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022.
- [19] R. Kutzner, M. Losing und U. Seeger, „Application of stator current limiter: Impact during system voltage decrease,“ in IEEE Power & Energy Society General Meeting 2013, IEEE, 2013, p. 1–5.
- [20] J. D. Hurley, „Underexcitation limiter models for power system stability studies,“ in IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, IEEE, 2005, p. 1575–1579.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages