

RENAISSANCE VON ROTIERENDEN PHASENSCHIEBERN

Serdar KADAM¹, Markus FLOCK¹, Michael PERTL¹, Alois LECHNER¹

1. Einleitung

Mit dem Vorschreiten der Energiewende und dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern, sinkt der Anteil von rotierenden Generatoren in elektrischen Energiesystemen. Da der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze ein langfristiger Prozess ist, ist eine optimale Nutzung vorhandener Infrastruktur und vorausschauende Planung erforderlich ([1], [2]). Neben der Integration von zusätzlichen Erneuerbaren, ist gleichzeitig auch der Wegfall von Erzeugungsanlagen und mit ihnen bereitgestellte Netzdienstleistungen zu berücksichtigen. Rotierende Phasenschieber eignen sich besonders um die wegfallenden Netzdienstleistungen von stillgelegten Erzeugungsanlagen zu ersetzen (Schwungmasse, Kurzschlussleistung und Blindleistung), aber auch um die Netzintegration von PV- und Windkraftwerken an Netzknoten mit geringer Netzkurzschlussleistung zu ermöglichen ([3], [4], [5]).

In diesem Beitrag werden die Eigenschaften von rotierenden Phasenschiebern (Synchronous Condenser) beschrieben. Ausgehend von der Modellierung des Erregersystems und dem Blindleistungsvermögen, wird die erzielbare Anlaufzeitkonstante diskutiert. Abschließend wird für eine ausgewählte Anlage eine parametrische Studie durchgeführt um den Einfluss der maximal erreichbaren Erregerspannung zu bewerten.

2. Erregersysteme und Modellierung

Für die Erregung von Synchronmaschinen stehen grundsätzlich mehrere Möglichkeiten zur Verfügung, die in diesem Kapitel kurz beschrieben werden. In [6], sind verschiedene Spannungsregler umfangreich beschrieben. Die Gültigkeit der Modelle beschränkt sich für Frequenzabweichungen bis +5% sowie für oszillatorische Vorgänge bis 3Hz. Auf die statische Erregung und rotierende Erregung wird im folgenden genauer eingegangen. In [6] ist neben den Modellen auch angegeben, welches Modell das Verhalten von Herstellerspezifischen Erregersystemen abbildet.

Die statische Erregung kennzeichnet sich durch eine Versorgung im Nebenschluss über einen eigenen Erregertransformator aus. Mit der Festlegung des Übersetzungsverhältnisses kann der Stoßfaktor bestimmt werden (ceiling voltage). Ein Vorteil der statischen Erregung ist, dass mit entsprechenden Vorrichtungen prinzipiell negative Erregerströme vorgegeben werden könnten. Der untererregte Betriebsbereich kann somit erweitert werden.

Die Erregung mit einer permanenterregten Erregermaschine und rotierenden Dioden (bürstenlose Erregung) eliminiert die Abhängigkeit von Spannung an den Generator клемmen um die Erregung zu versorgen. Charakteristisch für eine bürstenlose Erregung ist eine etwas langsamere Regeldynamik im Vergleich zu einer statischen Erregung. Außerdem sind nur positive Erregerströme möglich. Der untererregte Blindleistungsbereich kann nicht erweitert werden.

3. Erzielbare Anlaufzeitkonstante

Rotierende Phasenschieber können in zwei Gruppen eingeteilt werden: Turbogeneratoren und Schenkelpolgeneratoren. Turbogeneratoren werden hauptsächlich in GuD-Kraftwerken eingesetzt und haben üblicherweise eine Polpaarzahl von eins, womit sich eine Drehzahl von 3000U/min (bei 50Hz) ergibt. Dadurch sind die Abmessungen durch eine langgezogene Bauform mit relativ kleinen Durchmessern gekennzeichnet. Schenkelpolgeneratoren werden üblicherweise in Wasserkraftwerken eingesetzt und sind gekennzeichnet durch niedrigere Drehzahlen und größere Durchmesser.

Um die selbe Trägheitskonstante H mit Schenkelpolgeneratoren wie Turbogeneratoren zu erreichen, ist daher eine größeres Trägheitsmoment erforderlich, da die Drehzahl niedriger ist:

$$H = \frac{J \omega_{mech,r}^2}{2S_r} \text{ mit } \omega_{mech,r} = \frac{2\pi n_N}{60} \quad (1)$$

¹ ANDRITZ HYDRO GmbH, Eibesbrunnengasse 20 1120 Wien, vorname.nachname@andritz.com
www.andritz.com

Wobei n_N die Nenndrehzahl in U/min, J das Trägheitsmoment in kgm^2 sowie S_r die Bemessungsscheinleistung in MVA des Generators bezeichnet. Die Anlaufzeitkonstante T_A (bezogen auf die Scheinleistung bei rotierenden Phasenschiebern) ist

$$T_A = 2H \quad (2)$$

In Abbildung 1 sind erzielbare Anlaufzeitkonstanten für Turbo- bzw. Schenkelpolgeneratoren mit und ohne Schwungrad dargestellt. Die Anlaufzeitkonstante von Turbogeneratoren ist aufgrund der Einschränkungen in der Bauform stark begrenzt (ca. 2 bis 3s). Mit einem Schwungrad kann die Anlaufzeitkonstante bis auf ca. 11s erhöht werden. Erwähnenswert ist, dass die kritische Drehzahl von Turbogeneratoren unter der Nenndrehzahl liegt und somit bei jedem Start- und Stoppvorgang durchfahren wird. Schenkelpolgeneratoren sind in ihren Dimensionen aufgrund der niedrigeren Drehzahl weniger beschränkt. Es können dadurch größere Durchmesser erzielt werden. Eine geforderte Anlaufzeitkonstante kann daher meist ohne Schwungrad erreicht werden (3 bis 13s). Außerdem liegt die kritische Drehzahl von Schenkelpolgeneratoren über der Nenndrehzahl. Mit einem zusätzlichen Schwungrad, kann die Anlaufzeitkonstante außerdem mehr als verdoppelt werden. Der Bau eines rotierenden Phasenschiebers mit einer geforderten Anlaufzeitkonstante von 30s wurde im Mai 2021 angekündigt [7].

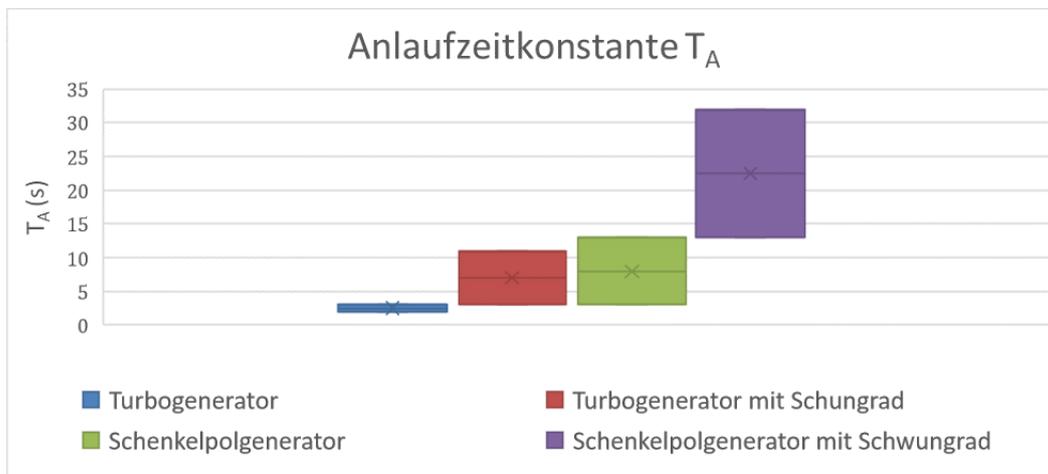


Abbildung 1: Erzielbare Anlaufzeitkonstanten mit Turbogeneratoren bzw. Schenkelpolgeneratoren

Referenzen

- [1] "Network Option Assessment (NOA) Pathfinders | National Grid ESO." <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders> (accessed Dec. 04, 2021).
- [2] "Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de> (accessed Dec. 04, 2021).
- [3] L. Bao, L. Fan, and Z. Miao, "Comparison of Synchronous Condenser and STATCOM for Wind Farms in Weak Grids," in *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, Tempe, AZ, USA, Apr. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449775.
- [4] Y. Liu, S. Yang, S. Zhang, and F. Peng, "Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support," *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2014*, pp. 2684–2690, Nov. 2014, doi: 10.1109/ECCE.2014.6953761.
- [5] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, "Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers," in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Aug. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2017.8232001.
- [6] Report, "IEEE 421.5 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494–509, 2016, doi: 10.1109/TPAS.1981.316906.
- [7] "Siemens Energy's grid stabilizer technology to help Irish grid." <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energys-grid-stabilizer-technology-help-irish-grid-exceed-renewables> (accessed Dec. 04, 2021).