

EINFLUSS VON HOCHSPANNUNGS-GLEICHSTROMSYSTEMEN AUF DIE ZUVERLÄSSIGKEIT VON ÜBERTRAGUNGSNETZEN

Gerhard THEIL¹

1 Einleitung

Unter dem Begriff "Stromautobahn" werden neben Konzepten, welche eine massive Verstärkung der 400-kV- Drehstromleitungen des europäischen Verbundnetzes in Richtung Nord-Süd beinhalten, auch dem Drehstromnetz überlagerte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-) in die Überlegungen einbezogen. In diesem Zusammenhang wird in der vorliegenden Arbeit die Frage nach der Zuverlässigkeit eines kombinierten Drehstrom- und Gleichstromnetzes behandelt. Hierbei werden nicht ausschließlich HGÜ-Punkt-zu-Punkt Verbindungen, sondern auch komplexere Strukturen wie baumartig oder ringförmig strukturierte HGÜ-Netze betrachtet.

2 Lösungsansätze

Die Zuverlässigkeitsanalyse basiert auf einem analytischen Ansatz und umfasst folgende Aktivitäten bzw. Algorithmen:

- Simulation von Betriebsmittelausfällen,
- Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle,
- Bewertung der Ausfallfolgen mittels Fehlereffektanalyse, Simulation korrekativer Maßnahmen,
- Wichtung der Ausfallwahrscheinlichkeiten mit dem Bewertungsindex der Ausfallfolgen,
- Akkumulation der gewichteten Ausfallwahrscheinlichkeiten zu einem System-Zuverlässigkeitsindex.

In den vorliegenden Untersuchungen werden Ausfallsituationen bis zur 4. Ordnung simuliert. Ausfälle von HGÜ-Elementen werden hierbei berücksichtigt. Die Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle werden mittels Markov-Methode berechnet. Die Bewertung der Ausfalleffekte erfolgt durch Wechselstromlastflussrechnungen mit inkludierter HGÜ-Modellierung und überlagerter evolutionsstrategischer Optimierung. Zweck des Optimierungsalgorithmus ist die Simulation der Regelungseigenschaften der HGÜ mit dem Ziel, den Lastfluss in Ausfallsituationen so umzuverteilen, dass Grenzwertüberschreitungen vermieden werden.

3 Untersuchtes System

Die Basis für die vorliegenden Untersuchungen bildet ein Netz mit 100 Knoten und den Spannungen 220-kV und 380-kV für einen Starklastfall mit hohem Nord- Süd- Leistungstransfer. Rund 4600 MW werden in das interne 110-kV- Netz eingespeist. Dem sind Nord/Süd Leistungstransporte von insgesamt 880MW sowie weitere Transporte von Ost Richtung Süd/West und Süd von 1500MW überlagert, was zu über der n-1-Grenze liegenden Auslastungen einiger 220-kV- Leitungen führt. Das den weiter unten dargestellten Resultaten zu Grunde liegende HGÜ-Übertragungssystem ist als Ringnetz mit einer Halbring-Trassenlänge von ca. 700km konzipiert. Die Stromrichter werden als 12-pulsige Bipolarsysteme modelliert. Sollwertvorgaben für Stromrichter sind Leistungsflüsse, in einem Knoten wird stattdessen die Spannung spezifiziert. Zünd- bzw. Löschwinkel sowie nicht als Sollwert vorgegebene Spannungen sind freie Variable und resultieren aus der Lastflussrechnung. Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren werden innerhalb der Lastflussrechnung als festgehaltene Parameter behandelt. Ihre Variation erfolgt ausschließlich im Verlaufe der evolutionsstrategischen Optimierung.

¹ Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 1040 Wien, Gusshausstraße 25, Tel:01-58801-370117, Fax:01-58801-370199, gerhard.theil@tuwien.ac.at

3 Resultate

Bezeichnungsweise der Berechnungsvarianten in der Abbildung:

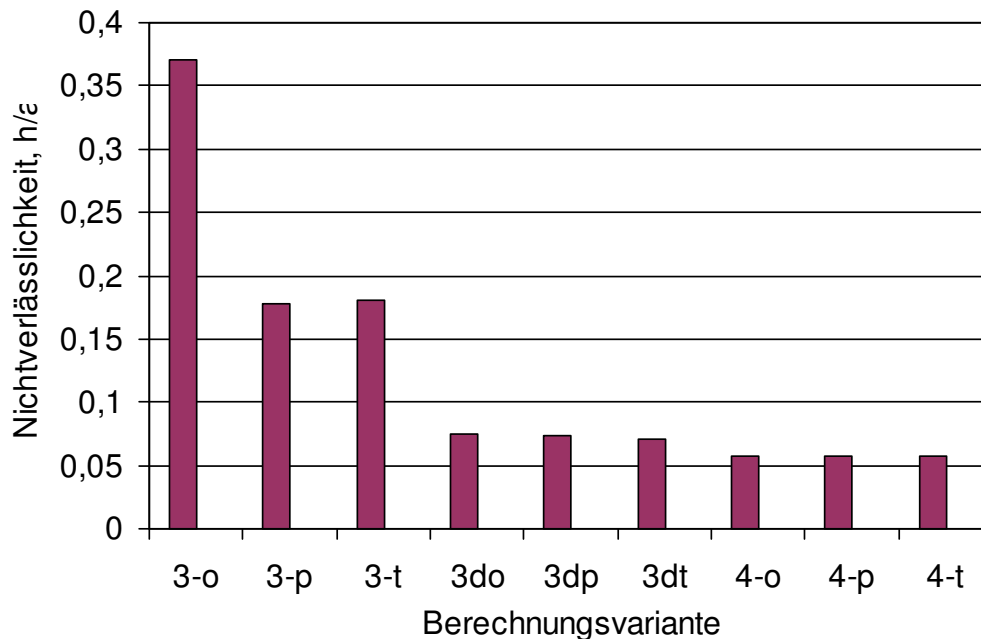
1. Zeichen: Netzvariante Drehstromsystem. Nr.3: 380-kV-Netz mit offenen Ringen; Nr.4: Geschlossene 380-kV-Ringe.
2. Zeichen: Netzvariante Gleichstromsystem, hier ausschließlich 'd': Ringnetz oder '-': kein Gleichstromnetz.
3. Zeichen: Regelungsvariante bei aktiver evolutionsstrategischer Optimierung. 'o': Optimierung nicht aktiv bzw. keine Netzparameterregelung; 'p': Regelung von Sollleistungen und Sollspannungen der Stromrichter, ferner Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren; 't': Zusätzlich Regelung der Stufenstellungen der Netztransformatoren.

Die in der Abbildung dargestellten Energienichtverlässlichkeiten ergeben sich aus dem Quotienten von Ausfallenergie zu Jahresarbeit des Gesamtsystems. Bezugspunkte (fiktive Verbraucher) sind hierbei die Übergabestellen zum 110-kV- Netz.

Aus der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich in allen Fällen durch Regelung der Netzparameter Verbesserungen der Zuverlässigkeitsindizes erreichen lassen. Dies gilt nicht nur für die Varianten mit überlagertem Gleichstromnetz. Insbesondere bei Netzstruktur 3- (ohne Gleichstromnetz) beobachtet man eine starke Reduktion der Nichtverlässlichkeit, und zwar bereits dann, wenn die Transformatorregelung – abgesehen von Phasenschiebern – deaktiviert ist (vgl. Variante 3-o mit 3-p). Dagegen ist das Verbesserungspotential der Zuverlässigkeit durch Parameterregelung bei vorhandenem Gleichstromnetz wesentlich geringer, vgl. Variante 3do und 3dp. Ähnliche Relationen – lediglich geringe Verbesserungen – beobachtet man auch bei dem verstärkten Drehstromnetz, vgl. Variante 4-o mit 4-p. Dies ist eine Folge dessen, dass sowohl bei Variante 3d als auch bei 4- bereits ohne Aktivierung der Regelparameter ein relativ hohes Zuverlässigkeitsniveau erreicht wird.

Bei den Varianten mit Gleichstromnetz erbringt die Ringstruktur tendentiell das beste Ergebnis, gefolgt von der Schienenstruktur und der Baumstruktur, siehe Langfassung.

Die zusätzliche Regelung der Stufenstellungen der Netztransformatoren hat positive, allerdings nicht sehr stark ausgeprägte Effekte. Eine Erklärung für die Zunahme der Energienichtverlässlichkeit in Variante 3-t gegenüber 3-p findet man in der Langfassung.



Die generell geringen Nichtverlässlichkeiten der Varianten 4 lassen den Schluss zu, dass ein Ausbau der 380-kV-Spannungsebene für das vorliegende System mehr Gewinn an Zuverlässigkeit erbringt als die Errichtung eines überlagerten Gleichstromnetzes.