

Helge Pluntke

Designkriterien für Elektrizitätsübertragungsnetze mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung

Band 13

Forschungsberichte des Lehrstuhls für Energiesysteme und
Energiemanagement

Band 13

Helge Pluntke

**Designkriterien für Elektrizitätsübertragungsnetze
mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung**

D 386 (Diss. Technische Universität Kaiserslautern)

Shaker Verlag
Düren 2021

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Kaiserslautern, TU, Diss., 2021

Copyright Shaker Verlag 2021

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-8191-6

ISSN 2366-4967

Shaker Verlag GmbH • Am Langen Graben 15a • 52353 Düren

Telefon: 02421 / 99 0 11 - 0 • Telefax: 02421 / 99 0 11 - 9

Internet: www.shaker.de • E-Mail: info@shaker.de

Getrieben durch die Notwendigkeit den Anstieg der mittleren globalen Temperatur auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen, findet ein Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland und Europa statt. Diese „Energiewende“ führt dazu, dass zukünftig deutlich längere Übertragungsentfernungen und extremere Leistungsflüssen im Höchstspannungsnetz erwartet werden.

Diese Arbeit betrachtet das Zieljahr der „Energiewende“ und untersucht, nach welchen Designkriterien ein volkswirtschaftlich effizientes Elektrizitätsübertragungsnetz mit klassischer und überlagerter Netzebene gestaltet sein sollte, um diesen Anforderungen gerecht zu werden. Dabei werden folgende Kernfragen aufgeworfen:

1. Welche Übertragungstechnologien eignen sich für eine überlagerte Netzebene?
2. Welche Übertragungskapazität sollten Verbindungen auf dieser Netzebene haben?
3. Wie viel Übertragungskapazität braucht eine überlagerte Netzebene im Ganzen?

Als Grundlage der Untersuchung wird ein energiewirtschaftliches Szenario für das Betrachtungsgebiet Mitteleuropa entworfen. Auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen wird ein Modell des 380/220-kV-Höchstspannungsnetzes von Deutschland und seinen Nachbarstaaten erstellt. Zur Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke und Speicher wird ein Verfahren umgesetzt, das die Gesamtkosten der Stromerzeugung, die zur Deckung der Residuallast erforderlich ist, minimiert. Mit dem Automatisierten Netzplanungsprozess (ANEPP) wird eine konstruktive Netzausbau-Heuristik entwickelt. Diese ergänzt schrittweise typgleiche Netzzweige bis sämtliche Überlastungen beseitigt sind.

Für die technische Ausgestaltung einer überlagerten Netzebene werden jeweils drei Leitungstypen der 4-GW- und der 6-GW-Leistungsklasse entworfen. Als Vertreter der klassischen Höchstspannungsübertragung wird ein 380-kV-Drehstromfreileitungstyp mit HTLS-Beseilung entworfen. In beiden Leistungsklassen gibt es sowohl gasisolierte Drehstromleitungen als auch Gleichstromfreileitungen und -kabel als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Ausgehend vom mitteleuropäischen Netzmodell 2022 werden mehrere Zielnetzplanungen für das Szenario durchgeführt. Darin variieren die Anteile der unterschiedlichen Leitungstypen in den resultierenden Ausbauplänen.

Die Analyse der Ausbaupläne weist darauf hin, dass eine dem heutigen Höchstspannungsnetz überlagerte Netzebene aus leistungsstarken Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen bei einer rein national ausgerichteten Netzplanung keine wesentlich volkswirtschaftlich effizientere Alternative zur klassischen 380-kV-Drehstromfreileitung mit HTLS-Beseilung darstellt. Der Grund liegt vor allem in den hohen Konverterstationskosten, die eine Häufung von HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen unwirtschaftlich machen. Auf europäischer Ebene können leistungsstarke HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Fernübertragungsverbindungen jedoch die Integration der Offshore-Windkraft in den gemeinsamen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt fördern, indem sie transnationale Leistungsflüsse übernehmen und küstennahe Erzeugungszentren mit mehreren hundert Kilometer entfernten kontinentalen Lastzentren verbinden. Dabei kann der Einsatz von 800-kV-Gleichstromkabeln aufgrund geringerer Übertragungsverluste und einer höheren Akzeptanz vorteilhafter als der von 500-kV-Gleichstromfreileitungen sein. Die tatsächlichen Kosten einer Kabellegung sind jedoch stark vom Trassenverlauf abhängig und projektbezogen zu prüfen.