

Stefan Leherbauer, BSc

# Dimensionierung und Regelung von Phasenschiebertransformatoren

**Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur**

**Masterstudium Elektrotechnik - Energietechnik**

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

1. Betreuer: Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

2. Betreuer: Dipl.-Ing. Dominik Manuel Grall

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik



ELEKTRISCHE  
ANLAGEN & NETZE  
TU GRAZ

Graz, Dezember 2024

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei allen Personen bedanken, die mich während der Entstehung dieser Masterarbeit und meines Studiums unterstützt haben.

Zunächst möchte ich meinem Betreuer, Prof. Dr.techn. Herwig Renner, meinen herzlichen Dank aussprechen. Seine fachliche Unterstützung und die stets wertvollen Anregungen haben wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Mein besonderer Dank gilt zudem Dipl.-Ing. Dominik Grall, der mich nicht nur während meines Studiums mit seinem Fachwissen und seiner Hilfsbereitschaft unterstützt hat, sondern mir auch während der gesamten Entstehung dieser Arbeit stets zur Seite stand. Seine Bereitschaft, jederzeit Fragen zu beantworten und hilfreiche Ratschläge zu geben, hat diese Arbeit erheblich erleichtert.

Ein weiterer Dank geht an die Austrian Power Grid AG, die mir durch die Zusammenarbeit im Rahmen eines praxisnahen Projekts nicht nur Zugang zu relevanten Daten, sondern auch Einblicke in spannende Fragestellungen der Netzplanung ermöglicht hat.

Außerdem möchte ich meiner Familie und meinen Freunden danken, die mich während meines gesamten Studiums begleitet und stets unterstützt haben. Ihr Rückhalt hat mir geholfen, auch anspruchsvolle Phasen zu meistern und meine Ziele konsequent zu verfolgen.

# Abstract

The increasing integration of renewable energies and cross-border electric energy trading is challenging for transmission system operators. Volatile load flows and unpredictable feed-ins from wind and solar energy increases the complexity of operational grid operation. Phase-shifting transformers (PST) have proven to be a reliable solution for managing load flows in a systematic way and preventing bottlenecks.

This thesis is written in co-operation with Austrian Power Grid AG (APG) focusing on the design and control of a phase-shifting transformer for a new 220-kV high-voltage transmission line. Based on the TYNDP 2022 grid dataset, future grid expansion scenarios for the years 2027 and 2032 are analysed. The focus is on worst-case scenarios involving maximum import and export load flows. The aim of this work is to determine the number of taps and the corresponding additional voltage per tap in order to fulfill the minimum criteria for safe grid operations under critical grid situations. The results obtained are finally checked by a long-term simulation in the grid network.

Keywords:

phase-shifting transformer, load flow control, design, transmission grid, grid simulation

# Kurzfassung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien und der grenzüberschreitende Stromhandel stellen Übertragungsnetzbetreiber vor wachsende Herausforderungen. Volatile Lastflüsse sowie unvorhersehbare Einspeisungen aus Wind- und Solarenergie erhöhen die Komplexität im operativen Netzbetrieb. Phasenschiebertransformatoren haben sich als bewährte Lösung erwiesen, um Lastflüsse gezielt zu steuern und Engpässe zu vermeiden.

Diese Arbeit wird in Kooperation mit der Austrian Power Grid AG verfasst und beschäftigt sich mit der Dimensionierung und Regelung eines Phasenschiebertransformators für eine neue 220-kV-Hochspannungsleitung. Auf Basis des TYNDP 2022-Netzdatensatzes werden zukünftige Netzausbauzustände für die Jahre 2027 und 2032 untersucht. Dabei liegt der Fokus auf Worst-Case-Szenarien mit maximalen Import- und Exportlastflüssen. Ziel der Arbeit ist es, die Stufenanzahl und die dazugehörige Zusatzspannung pro Stufe zu bestimmen, um die Mindestkriterien für einen sicheren Netzbetrieb unter kritischen Netzsituationen zu erfüllen. Die ermittelten Ergebnisse werden abschließend durch eine Langzeitsimulation im Netzverbund überprüft.

Schlagwörter:

Phasenschiebertransformator, Lastflusssteuerung, Dimensionierung, Übertragungsnetz, Netzsimulation

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Theorie und Grundlagen</b>	<b>2</b>
2.1	Wirklastflusssteuerung . . . . .	2
2.2	Wirklastflusssteuerung mit Phasenschiebertransformatoren . . . . .	3
2.3	Aufbau und Typen von Phasenschiebertransformatoren . . . . .	4
2.3.1	Asymmetrischer Phasenschiebertransformator (Quadrature Booster) . . . . .	5
2.3.2	Symmetrischer Phasenschiebertransformator . . . . .	7
2.3.3	Vergleich der unterschiedlichen Designs . . . . .	8
2.4	Phasenschiebertransformatoren unter Belastung . . . . .	9
2.5	DC-Lastflussberechnung . . . . .	10
2.6	Power Transfer Distribution Factor (PTDF) . . . . .	11
2.7	Line Outage Distribution Factor (LODF) . . . . .	13
2.8	Phase Shifter Distribution Factor (PSDF) . . . . .	14
<b>3</b>	<b>Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung</b>	<b>16</b>
3.1	Simulationssoftware und Netzmodell . . . . .	16
3.2	Winkelberechnung und Modellvergleich für PST-Einstellungen . . . . .	17
3.3	Belastungsabhängige Phasenverschiebung des PST . . . . .	19
3.4	Ablauf und Methodik der Dimensionierung . . . . .	21
3.4.1	Dimensionierungsrelevante Region . . . . .	23
3.4.2	Sensitivitätsfaktoren (PTDF, LODF, PSDF) . . . . .	25
3.4.3	Untersuchung von 100% und 65%-Auslastungsfälle . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung</b>	<b>30</b>
4.1	Netzausbauzustand 2027 . . . . .	30
4.1.1	Identifikation der elektrisch relevanten Region . . . . .	30
4.1.2	Analyse der Sensitivitätsfaktoren . . . . .	36
4.1.3	Szenario 1: Maximaler Exportlastfluss . . . . .	40
4.1.4	Szenario 2: Maximaler Importlastfluss . . . . .	49
4.2	Netzausbauzustand 2032 . . . . .	56
4.2.1	Analyse der regionalen Veränderungen durch den Netzausbau . . . . .	56
4.2.2	Vergleich der Sensitivitätsfaktoren vor und nach den Netzausbau . . . . .	57
4.2.3	Szenario 3: Maximale Auslastung . . . . .	60
4.3	Endergebnis der Dimensionierung . . . . .	67
<b>5</b>	<b>Prüfung der PST-Dimensionierung und Engpassanalyse durch Langzeitsimulation</b>	<b>71</b>

## Inhaltsverzeichnis

<b>6 Zusammenfassung und Schlussfolgerung</b>	<b>75</b>
<b>Literatur</b>	<b>77</b>

# Symbolverzeichnis

$\alpha$	Erzeugte Phasenverschiebung eines PSTs
$\mathbf{A}$	Zweig-Knoten Inzidenzmatrix
$\mathbf{B}_d$	Suszeptanzmatrix der Zweige
$\delta$	Übertragungswinkel
$\mathbf{E}$	Einheitsmatrix
$\mathbf{LODF}$	Line Outage Distribution Factor Matrix
$\mathbf{P}_L$	Zweigleistungen
$\mathbf{P}_N$	Knotenleistungen
$\mathbf{PSDF}$	Phase Shifter Distribution Factor Matrix
$\mathbf{PTDF}$	Power Transfer Distribution Factor Matrix
$\alpha$	Phasenverschiebung eines PSTs
$\alpha_0$	Winkeländerung aufgrund der Reaktanz des PSTs
$\alpha_{\text{bel(a)}}$	voreilende (advanced) Phasenverschiebung eines PSTs unter Belastung
$\alpha_{\text{bel(r)}}$	nacheilende (retard) Phasenverschiebung eines PSTs unter Belastung
$\alpha_{LL}$	Phasenverschiebung eines PSTs im Leerlauf
$\alpha_{\text{max}}$	Phasenverschiebung eines PSTs unter Belastung bei maximaler Stufe
$\alpha_{\text{min}}$	Phasenverschiebung eines PSTs unter Belastung bei minimaler Stufe
$\alpha_{\text{sin}}$	Berechnete Phasenverschiebung eines PSTs mittels Sinus-Funktion
$\alpha_{\text{soll}}$	Benötigter Leerlaufwinkel des PSTs
$\alpha_{\text{tan}}$	Berechnete Phasenverschiebung eines PSTs mittels Tangens-Funktion
$B_{ij}$	Leitungssuszeptanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
$\delta$	Übertragungswinkel, Winkeldifferenz zweier Spannungen
$\delta_i$	Winkel des Spannungsraumzeigers am Knoten $i$
$\delta_j$	Winkel des Spannungsraumzeigers am Knoten $j$
$G_{ij}$	Leitungskonduktanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
$\Delta \underline{I}$	resultierender Kreisstrom durch PST-Einsatz
$\underline{I}_L$	Strom an den Ausgangsklemmen eines PSTs
$j$	Komplexer Operator
$L$	Anzahl der Zweige eines Netzwerks
$N$	Anzahl der Knoten eines Netzwerks
$n$	Anzahl Stufen des Stufenstellers
$p_i$	Wirkleistung am Knoten $i$
$P_{ij}$	Übertragene Wirkleistung über Zweig $ij$
$\Delta P$	Wirkleistungsänderung
$\Delta p$	Wirkleistungsänderung pro Grad
$\Delta P_{ij}$	Wirkleistungsänderung über Zweig $ij$
$p_k$	Übertragene Wirkleistung über Zweig $k$
$\Delta p_l$	Wirkleistungsänderung über Zweig $l$
$\Delta Q_{ij}$	Blindleistungsänderung über Zweig $ij$
$R_{ij}$	Leitungsresistanz zwischen den Knoten $i$ und $j$

## Inhaltsverzeichnis

$\Delta S_{ij}$	Änderung der Scheinleistung über Zweig $ij$
$U_i$	Betrag der Knotenspannung am Knoten $i$
$u_i$	Bezogene Knotenspannung am Knoten $i$
$U_j$	Knotenspannung am Knoten $j$
$\underline{U}_L$	Spannung an den Ausgangsklemmen eines PSTs
$\underline{U}_{L0}$	Spannungen an den Ausgangsklemmen eines PSTs im Leerlauf
$\underline{U}_M$	Mittelspannung eines symmetrischen PSTs
$\Delta \underline{U}$	Zusatzspannung
$\Delta u$	bezogene Zusatzspannung pro Stufe
$\underline{U}_S$	Spannung an den Eingangsklemmen eines PSTs
$\underline{U}_{S(a)}$	Voreilende (advanced) Spannung an den Eingangsklemmen eines PSTs
$\underline{U}_{S(r)}$	Nacheilende (retard) Spannung an den Eingangsklemmen eines PSTs
$X_{ij}$	Leitungsreaktanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
$X_{\text{Netz}}$	Äquivalente Reaktanz des umliegenden Netzes
$X_{\text{PST}}$	Reaktanz des Phasenschiebertransformators
$\varphi$	Phasenwinkel
$\varphi_{\Delta U}$	Phasenverschiebung der Zusatzspannung $\Delta U$
$\underline{Y}_{ij}$	Leitungsadmitanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
$\underline{Z}_{ij}$	Leitungsimpedanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
$\underline{Z}_{\text{Netz}}$	Äquivalente Impedanz des umliegenden Netzes

# Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid AG
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
LT	Leitung
LODF	Line Outage Distribution Factor
NNF	Netznutzungsfall
OLTC	On-Load-Tap-Changer
PF	Powerfactor
PSDF	Phase Shifter Distribution Factor
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
RZ	Regelzone
RZG	Regelzonengrenze
TYNDP	Ten Year Network Development Plan



# 1 Einleitung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien stellt Übertragungsnetzbetreiber vor erhebliche Herausforderungen. Schwankungen in der Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen führen zu volatilen Lastflüssen, die eine flexible und sichere Steuerung der Stromnetze erfordern. Dabei ist es nicht nur die Volatilität der Einspeisung, sondern auch die kontinuierlich wachsende Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die die Anforderungen an die Netzsteuerung erhöhen. Der grenzüberschreitende Stromhandel im liberalisierten europäischen Markt führt durch die Vielzahl an Marktteilnehmern zu immer anspruchsvoller prognostizierbaren Lastflüssen. Diese Entwicklung bringt zusätzliche Herausforderungen an den operativen Netzbetrieb des Stromnetzes [1], [2].

Phasenschiebertransformatoren haben sich als bewährte Lösung erwiesen, um den Lastfluss gezielt zu steuern und Engpässe zu vermeiden. Insbesondere bei grenzüberschreitenden Leitungen tragen PSTs dazu bei, eine gleichmäßige Verteilung der Auslastung zu erreichen und das Netz vor Überlastungen zu schützen. PSTs bieten durch ihre Fähigkeit zur Regelung des Lastflusses eine Möglichkeit, die Netzflexibilität zu erhöhen. Diese Arbeit wird in Kooperation mit der Austrian Power Grid AG verfasst und befasst sich mit einem Projekt aus dem Netzentwicklungsplan 2023 [3]. Es beinhaltet die Neuerrichtung einer grenzüberschreitenden 220 kV-AC-Hochspannungsleitung inklusive Phasenschiebertransformator. Diese Arbeit untersucht die technische Dimensionierung und Regelung des Phasenschiebertransformators mit einem Fokus auf die zentralen Parameter, die die Steuerung des Lastflusses beeinflussen. Daraus ergibt sich die zentrale Forschungsfrage:

*Wie müssen die Stufenanzahl und die Zusatzspannung pro Stufe eines PSTs dimensioniert werden, um die Mindestkriterien für einen sicheren Netzbetrieb unter kritischen Netzsituationen zu erfüllen?*

Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage wird eine umfassende Simulationsstudie durchgeführt, die auf dem Ten Year Network Development Plan 2022 Datensatz basiert. Dieser Netzdatensatz stellt ein detailliertes mögliches Zukunftsmodell des europäischen Übertragungsnetzes dar und ermöglicht die Analyse verschiedener Lastflussszenarien. Dabei werden die Netzausbauzustände für die Jahre 2027 und 2032 berücksichtigt, um zukünftige Anforderungen an die Netzsteuerung zu bewerten. Ein besonderer Fokus liegt darauf, die im Netz vorhandenen Einflussfaktoren zu identifizieren und ihr Ausmaß systematisch zu bewerten. Zudem werden Szenarien mit maximaler Netzbelastung analysiert, um kritische Betriebszustände zu bewerten.

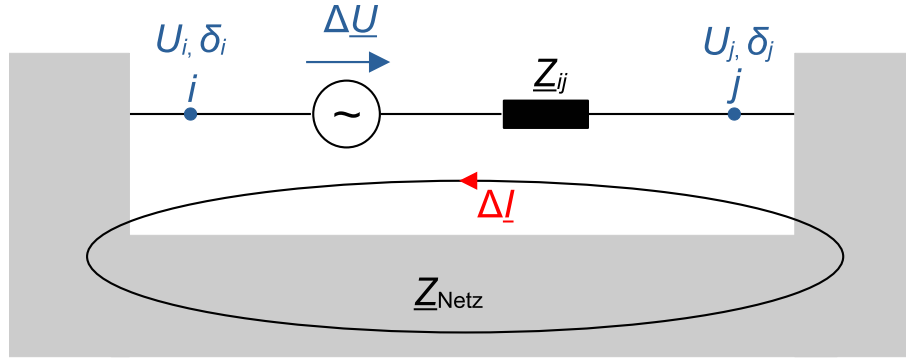
Die ermittelten Ergebnisse werden abschließend durch eine Langzeitsimulation überprüft. Dieses berücksichtigt sowohl den zu dimensionierenden PST als auch die umliegenden PSTs. Ziel des Regelbeispiels ist es, grenzüberschreitende Lastflüsse so zu steuern, dass kritische Zustände an den Regelzonengrenzen vermieden werden. Gleichzeitig sollen potenzielle Engpässe im Netz identifiziert werden, um gezielte Optimierungsmaßnahmen zu ermöglichen.

## 2 Theorie und Grundlagen

### 2.1 Wirklastflusssteuerung

Im Zuge der Liberalisierung des österreichischen und europäischen Elektrizitätsmarktes kam es zu einer Entflechtung des Netzbetriebs und der Energieerzeugung. Infolgedessen ist es dem Netzbetreiber nur mehr im geringen Maße möglich, den Lastfluss im Netz durch gezielten Kraftwerkseinsatz zu steuern. Gleichzeitig führt die zunehmende Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere aus Quellen wie Wind- und Solarenergie, zu volatilen Lastflüssen im Stromnetz. Diese Entwicklungen stellen eine erhebliche Herausforderung für die Netzstabilität und -sicherheit dar [2].

In einem vermaschten Netz verteilt sich der Lastfluss gemäß den Kirchhoffschen Gesetzen und den Prinzipien der Wechselstromtechnik entsprechend dem Verhältnis der Impedanzen. Eine Möglichkeit zur gezielten Verlagerung des Lastflusses besteht durch den Einsatz von Phasenschiebertransformatoren. Es handelt sich dabei um spezielle Leistungstransformatoren, die durch das Einbringen einer Serienzusatzspannung  $\Delta \underline{U}$  den Stromfluss der Leitungen regulieren können.



**Abbildung 2.1:** Lastflusssteuerung mit Serienzusatzspannung (basierend auf [4])

Die eingebrachte Zusatzspannung  $\Delta \underline{U}$  führt zu einem zusätzlichen Kreisstrom  $\Delta \underline{I}$ , der durch die Impedanz der betreffenden Leitung  $\underline{Z}_{ij}$  sowie die äquivalente Impedanz des umgebenden Netzes  $\underline{Z}_{\text{Netz}}$  bestimmt wird. Der daraus resultierende Lastfluss in der Masche überlagert sich dem bestehenden Lastfluss und kann diesen gezielt beeinflussen [5].

$$\Delta \underline{I} = \frac{\Delta \underline{U}}{\underline{Z}_{ij} + \underline{Z}_{\text{Netz}}} \quad (2.1)$$

Die Längsimpedanzen der Übertragungsleitungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen sind überwiegend induktiv. Unter Vernachlässigung des resistiven Teils der betrachteten Leitung lässt sich die Leistungsänderung im Zweig  $ij$  wie folgt beschreiben:

$$\Delta \underline{S}_{ij} = U_i \cdot \frac{\Delta U}{X_{ij} + X_{\text{Netz}}} \cdot [\sin(\varphi_{\Delta U}) + j \cdot \cos(\varphi_{\Delta U})] \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{ij} = U_i \cdot \frac{\Delta U}{X_{ij} + X_{\text{Netz}}} \cdot \sin(\varphi_{\Delta U}) \quad (2.3)$$

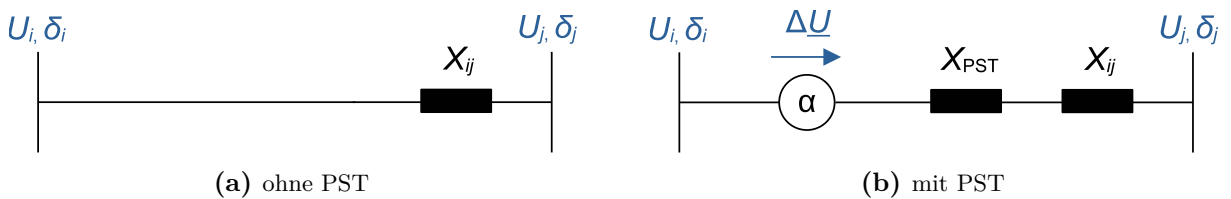
$$\Delta Q_{ij} = U_i \cdot \frac{\Delta U}{X_{ij} + X_{\text{Netz}}} \cdot \cos(\varphi_{\Delta U}) \quad (2.4)$$

Um den Wirkleistungsfluss über eine Übertragungsleitung gezielt zu beeinflussen, muss der Phasenwinkel der Serienzusatzspannung  $\varphi_{\Delta U}$  auf  $\pm 90^\circ$  eingestellt werden. Dies sorgt dafür, dass beinahe die gesamte Zusatzspannung zur Steuerung der Wirkleistung verwendet wird, während die Einflussnahme auf die Blindleistung minimiert wird.

## 2.2 Wirklastflusssteuerung mit Phasenschiebertransformatoren

Wie sich eine um  $90^\circ$  phasenverschobene Zusatzspannung auf die übertragene Wirkleistung einer Leitung auswirkt, kann folgend gezeigt werden. Die übertragene Wirkleistung auf einer Leitung hängt von den Spannungen an den Knotenpunkten  $U_i$  und  $U_j$ , der Leitungsimpedanz  $X_{ij}$  und der Phasenwinkeldifferenz  $\delta_i - \delta_j$  zwischen diesen Spannungen ab. In Abbildung 2.2a ist die Anordnung ohne PST ersichtlich und lässt sich durch die nachfolgende Gleichung beschreiben:

$$P_{ij} = \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.5)$$



**Abbildung 2.2:** Übertragene Wirkleistung über einer Leitung ohne und mit PST (basierend auf [6])

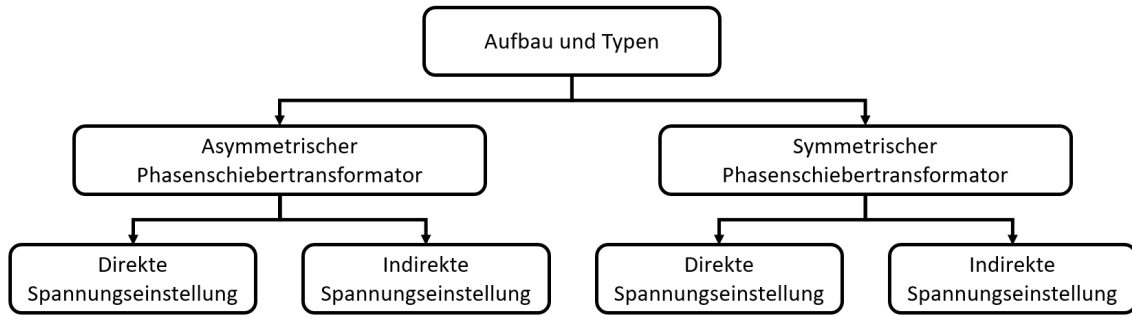
Ein Phasenschiebertransformator kann als ideale Spannungsquelle in Kombination mit einer Reaktanz modelliert werden, wie in Abbildung 2.2b ersichtlich. Seine Funktion besteht darin, durch das Einbringen einer um  $90^\circ$  verschobenen Serienzusatzspannung, eine Phasenverschiebung  $\alpha$  zwischen den Spannungen am Anfang und am Ende einer Übertragungsleitung zu bewirken. Diese Phasenverschiebung verändert die Winkeldifferenz zwischen den Spannungen der beteiligten

Knoten und beeinflusst somit den Wirkleistungsfluss entlang der Leitung. Die resultierende übertragene Wirkleistung unter Einbeziehung des PST kann wie folgt beschrieben werden [7]:

$$P_{ij} = \frac{U_i U_j}{X_{ij} + X_{\text{PST}}} \sin(\delta_i - \delta_j + \alpha) \quad (2.6)$$

## 2.3 Aufbau und Typen von Phasenschiebertransformatoren

Es gibt verschiedene Konzepte für den Aufbau eines Phasenschiebertransformators. Grundsätzlich lassen sich PSTs in ihrer Funktionsweise in asymmetrische und symmetrische Typen unterteilen. Darüber hinaus kann jeder dieser Typen weiter in einen direkten oder indirekten Aufbau untergliedert werden, je nachdem, wie die Spannungseinstellung erfolgt. Die nachfolgenden Kapitel, die den Aufbau und die Typen eines Phasenschiebertransformators beschreiben, beruhen auf [8]–[12].



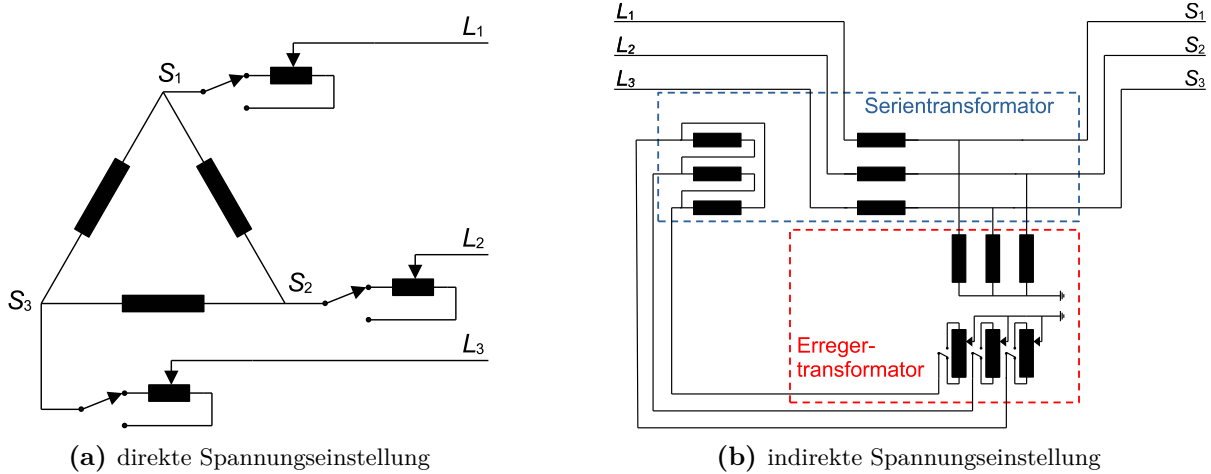
**Abbildung 2.3:** Aufbau und Typen von Phasenschiebertransformatoren (basierend auf [8])

Die Unterscheidung der verschiedenen Typen von Phasenschiebertransformatoren erfolgt anhand ihrer Wirkung auf die Ausgangsspannung. Ein asymmetrischer Phasenschiebertransformator verändert sowohl den Phasenwinkel als auch die Amplitude der Ausgangsspannung im Vergleich zur Eingangsspannung. Bei einem symmetrischen PST wird ausschließlich der Übertragungswinkel verändert, während die Amplitude der Ausgangsspannung unverändert zur Eingangsspannung bleibt.

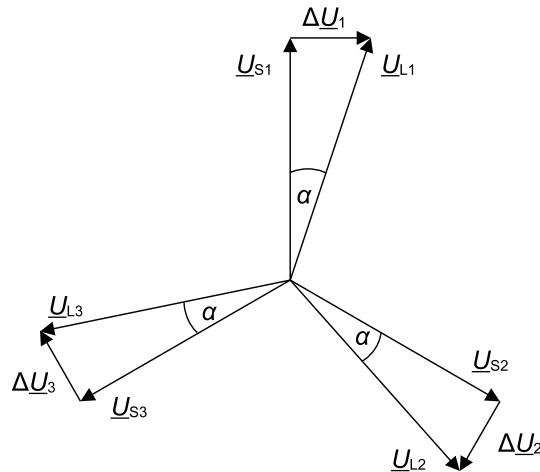
Die Art der Spannungseinstellung bringt unterschiedliche Bauweisen von Phasenschiebertransformatoren mit sich. Bei einem Aufbau mit direkter Spannungseinstellung wird die Phasenverschiebung durch eine geeignete Verschaltung der Wicklungen innerhalb eines einzelnen Transformators erzielt. Im Gegensatz dazu basiert die Konstruktion einer indirekten Spannungseinstellung auf zwei separaten Transformatoren: Ein Erregertransformator mit variablem Stufensteller reguliert die Zusatzspannung, die anschließend über einen Serientransformator als Längsspannung in die Leitung eingespeist wird.

### 2.3.1 Asymmetrischer Phasenschiebertransformator (Quadrature Booster)

In Abbildung 2.4 ist der Aufbau eines asymmetrischen Phasenschiebertransformators mit direkter und indirekter Spannungseinstellung dargestellt. Die Eingangsklemmen des PSTs sind als S1, S2 und S3 (source) dargestellt und die Ausgangsklemmen als L1, L2 und L3 (load).



**Abbildung 2.4:** Aufbau mit direkter und indirekter Spannungseinstellung eines asymmetrischen Phasenschiebertransformators (basierend auf [8])



**Abbildung 2.5:** Zeigerdiagramm eines asymmetrischen Phasenschiebertransformators (basierend auf [6])

Im Falle der direkten Spannungseinstellung (Abbildung 2.4a) wird die Phasenverschiebung durch eine Hauptwicklung mit fester Windungszahl und eine Regelwicklung mit variabler Windungszahl erreicht, die in Reihe verschaltet sind. Die Spule der Regelwicklung, welche mit den Eingangsklemmen verbunden ist, steht in magnetischer Kopplung zur Spule der Hauptwicklung, die von den anderen beiden Phasen versorgt wird. Auf diese Weise wird der Eingangsspannung  $\underline{U}_S$  eine  $90^\circ$  versetzte Zusatzspannung  $\Delta \underline{U}$  hinzugefügt, welche über den Laststufensteller (On-Load-Tap-Changer, OLTC) geregelt werden kann. Die Richtung der Zusatzspannung kann mit Hilfe eines

## 2 Theorie und Grundlagen

Schalters geändert werden. Die beiden Wicklungen befinden sich auf einem gemeinsamen Kern, darum wird diese Anordnung in der Literatur auch oft als Single-Core-Design bezeichnet [13].

Ein Phasenschiebertransformator mit indirekter Spannungseinstellung besteht immer aus einem Erreger- und Serientransformator. Diese Anordnung wird daher auch als Two-Core-Design bezeichnet. In Abbildung 2.4b ist die Wicklungsanordnung des indirekten asymmetrischen PSTs dargestellt. Der in Stern-Stern geschaltete Erregertransformator greift die Phasenspannung der Leitung ab. Durch den Einsatz des Laststufenstellers auf der Sekundärseite des Erregertransformators kann die Spannungsamplitude variiert werden, mit der die Primärseite des Serientransformators versorgt wird. Der Stufensteller verfügt zudem über einen Umschalter, der die Richtung der Zusatzspannung ändern kann. Die Primärseite des Serientransformators wird in Dreieck geschaltet und die Sekundärseite seriell mit der Leitung verbunden. Auf diese Weise wird eine um  $90^\circ$  gedrehte Längsspannung in die Leitung eingespeist und phasenweise mit der Eingangsspannung aufaddiert. Aus diesem Grund wird der asymmetrische Phasenschiebertransformator auch quadrature booster genannt [8].

In Abbildung 2.5 ist das Zeigerdiagramm eines asymmetrischen Phasenschiebertransformators dargestellt. Die vom PST erzeugte Phasenverschiebung  $\alpha$  kann aus dem Arkustangens des Verhältnisses der Zusatzspannung  $\Delta U$  zur Eingangsspannung  $U_S$  berechnet werden.

$$\alpha = \arctan\left(\frac{\Delta U}{U_S}\right) \quad (2.7)$$

Somit ergibt sich der Betrag der Ausgangsspannung des PSTs folgenderweise:

$$U_L = \frac{\Delta U}{\sin(\alpha)} \quad (2.8)$$

Für eine Phasenverschiebung ungleich 0 ist die Ausgangsspannung  $U_L$  stets größer als die Eingangsspannung  $U_S$ . Daraus ergibt sich die übertragene Leistung inklusive Einfluss des PSTs:

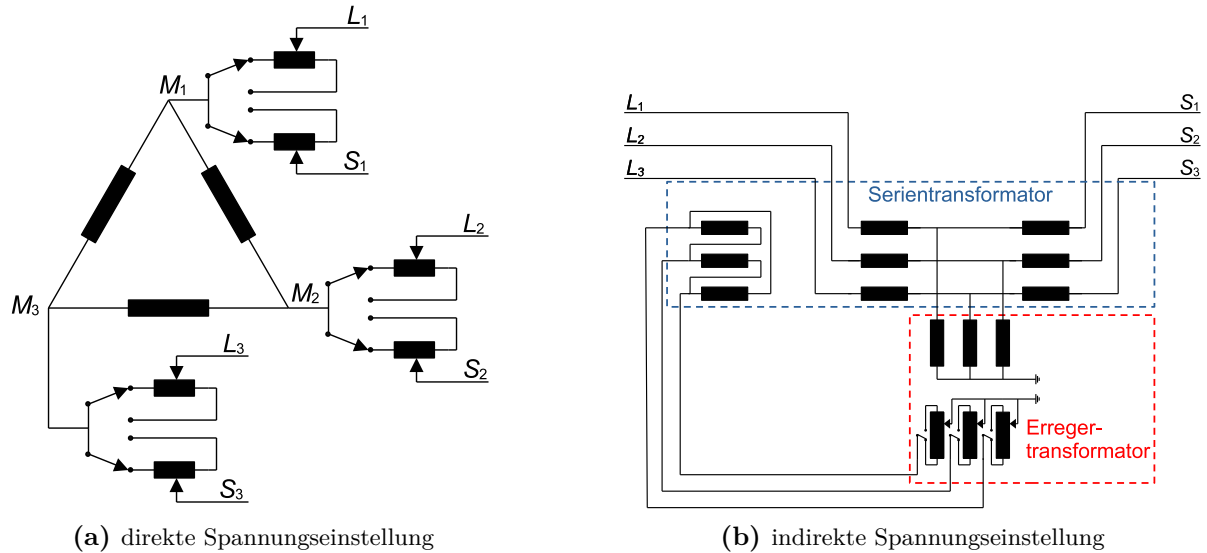
$$P_{ij} = \frac{U_L U_j}{X_{ij} + X_{\text{PST}}} \cdot \sin(\delta + \alpha) \quad (2.9)$$

Setzt man die Phasenverschiebung des PSTs ein, ergibt sich folgende Gleichung:

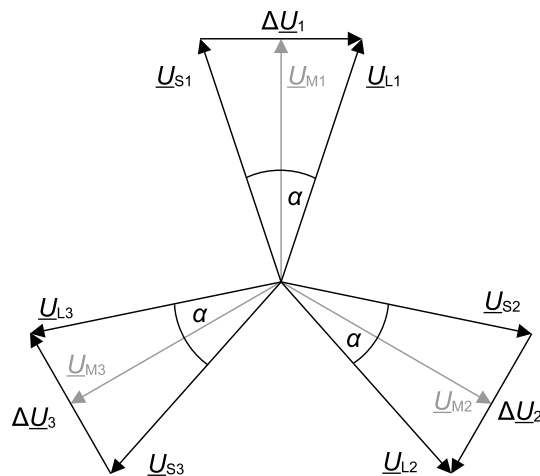
$$P_{ij} = \frac{U_L U_j}{X_{ij} + X_{\text{PST}}} \cdot \sin\left[\delta + \arctan\left(\frac{\Delta U}{U_S}\right)\right] \quad (2.10)$$

### 2.3.2 Symmetrischer Phasenschiebertransformator

In Abbildung 2.6 ist der Aufbau eines symmetrischen Phasenschiebertransformators mit direkter und indirekter Spannungseinstellung dargestellt. Der Aufbau ähnelt stark dem eines asymmetrischen Phasenschiebertransformators.



**Abbildung 2.6:** Aufbau mit direkter und indirekter Spannungseinstellung eines symmetrischen Phasenschiebertransformators (basierend auf [8])



**Abbildung 2.7:** Zeigerdiagramm eines symmetrischen Phasenschiebertransformators (basierend auf [6])

Der Aufbau eines asymmetrischen und eines symmetrischen PST unterscheidet sich nur geringfügig. Im Falle der direkten Spannungseinstellung wird die Regelwicklung in zwei symmetrische Hälften unterteilt. Jede der beiden Hälften besitzt einen eigenen Stufensteller, der mit den Ein- und Ausgangsklemmen des PSTs verbunden ist. Bei der indirekten Spannungseinstellung wird die mit der Leitung in Serie geschaltete Wicklung des Serientransformators in zwei gleichgroße

Wicklungen aufgeteilt. Die Sternspannung der Leitung wird nun vom Erregertransformator in der Mitte der Teilsulen abgegriffen.

Die symmetrische Ausführung hat den Vorteil, dass nur die Phasenverschiebung zwischen Ein- und Ausgangsspannung beeinflusst wird. Wie in Abbildung 2.7 zu sehen ist, sind die Ein- und Ausgangsspannung in allen Phasen gleich groß. Die Phasenverschiebung  $\alpha$  kann aus dem Arkustangens des Verhältnisses der Zusatzspannung zur Eingangsspannung des PSTs berechnet werden.

$$\alpha = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\Delta U}{2U_S}\right) \quad (2.11)$$

Daraus ergibt sich die übertragene Wirkleistung:

$$P = \frac{U_S U_j}{X_{ij} + X_{\text{PST}}} \cdot \sin\left[\delta + 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\Delta U}{2U_S}\right)\right] \quad (2.12)$$

### 2.3.3 Vergleich der unterschiedlichen Designs

Der Aufbau und die Konstruktion von asymmetrischen Phasenschiebertransformatoren ist im Gegensatz zu symmetrischen PSTs einfacher und weniger komplex, was sich auch in geringeren Kosten widerspiegelt. Sie beeinflussen jedoch sowohl die Phasenverschiebung als auch die Spannungsamplitude auf der Sekundärseite. Symmetrische Phasenschiebertransformatoren bieten hingegen den großen Vorteil, dass sie ausschließlich die Phasenverschiebung zwischen den Spannungen beeinflussen, nicht aber die Spannungshöhe. Dadurch wird die übertragene Wirkleistung nur durch den Phasenwinkel beeinflusst. Zudem können symmetrische PSTs eine größere Phasenverschiebung erreichen als asymmetrische Typen.

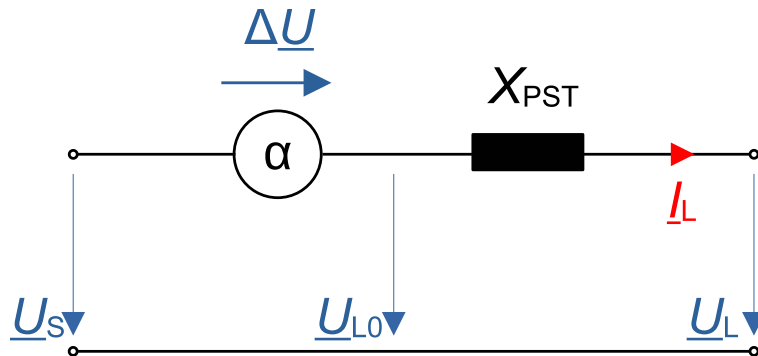
Phasenschiebertransformatoren mit direkter Spannungseinstellung sind im Vergleich zu indirekter Spannungseinstellung einfacher zu konstruieren und kostengünstiger, da kein zusätzlicher Erregertransformator benötigt wird. Der Nachteil des direkten Typs liegt darin, dass der Laststufensteller direkt mit der Leitung verbunden ist und somit allen Überspannungen und Fehlern ausgesetzt ist. Dies erfordert einen höheren Isolationsaufwand, weshalb PSTs mit direkter Spannungseinstellung vorwiegend im 110 kV-Netz und darunter verwendet werden. Der indirekte Typ bietet mehr Flexibilität in der Konstruktion, da die Regelwicklung mit Laststufensteller unabhängig dimensioniert werden kann. Zudem ist der Laststufensteller nicht direkt mit der Hochspannungsleitung verbunden, was die Beanspruchung reduziert und die Lebensdauer erhöht.

Für das Übertragungsnetz mit einer Nennspannung von 220 kV ist ein symmetrischer Phasenschiebertransformator mit indirekter Spannungseinstellung die am besten geeignete Wahl. Diese Konfiguration ermöglicht eine präzise Steuerung des Leistungsflusses ohne Beeinflussung der Spannungshöhe und erfüllt die hohen Isolations- und Leistungsanforderungen des Netzes. Aus diesem Grund wird in der weiteren Arbeit nur mehr auf diese Topologie eingegangen [8], [9], [14].



## 2.4 Phasenschiebertransformatoren unter Belastung

In den bisherigen Betrachtungen lag der Fokus auf der Winkeländerung durch den Einsatz des Phasenschiebertransformators und dessen Einfluss auf die übertragene Wirkleistung. Es wurde erläutert, wie die Phasenverschiebung erzeugt werden kann und welche verschiedenen Systeme hierfür existieren. In diesen Untersuchungen wurde der PST im Leerlauf betrachtet, wodurch die Wirkung der Reaktanz des PSTs vernachlässigt wurde. In der folgenden Betrachtung wird nun auch der Spannungsabfall über die Reaktanz des PSTs und die damit einhergehende zusätzliche Phasenverschiebung berücksichtigt.



**Abbildung 2.8:** Ersatzschaltbild eines Phasenschiebertransformators unter Belastung (basierend auf [15])

Die Ersatzschaltung der Netzkonfiguration zur Erstellung des Zeigerdiagramms unter Belastung kann aus Abbildung 2.8 entnommen werden. Das Diagramm wird von der Lastseite aus entwickelt, wo die Spannung  $\underline{U}_L$  und der Strom  $\underline{I}_L$  bekannt sind. Der an der Reaktanz  $X_{PST}$  entstehende Spannungsabfall wird zur Spannung  $\underline{U}_L$  addiert, wodurch man die interne, nicht messbare Spannung  $\underline{U}_{L0}$  erhält. Die durch die Zusatzspannung des PSTs erzeugte Phasenverschiebung kann in beide Richtungen hinzugefügt werden, was zu einem voreilenden Zeiger  $\underline{U}_{S(a)}$  (advanced) und einem nacheilenden Zeiger  $\underline{U}_{S(r)}$  (retard) für die Quellspannung  $\underline{U}_S$  führt. Die Phasenverschiebung  $\alpha_{LL}$  repräsentiert den Winkel, der durch die Zusatzspannung im Leerlauf erzeugt wird, wobei in beide Richtungen eine gleich große Phasenverschiebung möglich ist. Im Leerlauf sind die Spannungen  $\underline{U}_{L0}$  und  $\underline{U}_L$  identisch.

Wenn der Phasenschiebertransformator unter Belastung betrachtet wird, ist die Spannung  $\underline{U}_L$  durch den Spannungsabfall an der Reaktanz um den Winkel  $\alpha_0$  verschoben. Infolgedessen erhöht sich die nacheilende Phasenverschiebung  $\alpha_{bel(r)}$  um  $\alpha_0$ , während sich die voreilende Phasenverschiebung  $\alpha_{bel(a)}$  um  $\alpha_0$  verringert [10].

In der Praxis ist der PST in der Lage, die gleiche Phasenverschiebung  $\alpha_{LL}$  sowohl in positive als auch in negative Richtung zu erzeugen. Der Spannungsabfall über die Reaktanz verschiebt den Winkel jedoch um  $\alpha_0$  in eine Richtung, wodurch ein unsymmetrischer belasteter Winkel  $\alpha_{bel}$  entsteht. Je größer die Reaktanz des Phasenschiebertransformators ist, desto größer wird der Unterschied zwischen  $\alpha_{bel(r)}$  und  $\alpha_{bel(a)}$ . Auch die Belastungssituation beeinflusst die Höhe des Spannungsabfalls. Mit zunehmender Auslastung des PSTs wächst ebenfalls der Winkel  $\alpha_0$ . Im Datenblatt oder am Leistungsschild eines Phasenschiebertransformators sind sowohl

der Leerlaufwinkel, als auch der belastete Winkel angegeben. Die im Datenblatt oder auf dem Leistungsschild angegebenen Winkel für jede Stufe gelten nur für eine über alle Stufen gleichbleibende Belastungssituation.

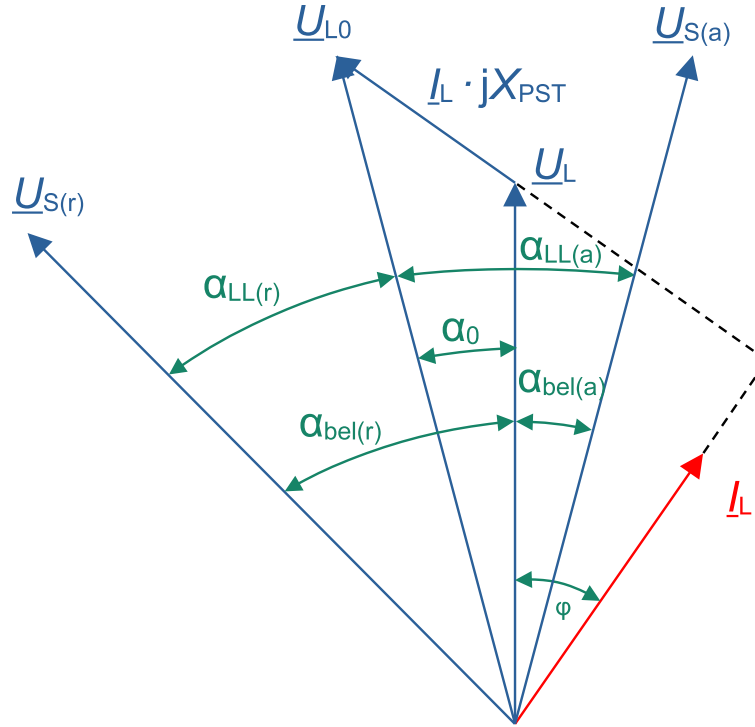


Abbildung 2.9: Zeigerdiagramm eines PSTs unter Belastung (basierend auf [15])

## 2.5 DC-Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist ein wesentliches Werkzeug in der elektrischen Energietechnik zur Analyse von Netzwerken und bildet eine wichtige Grundlage zur Planung elektrischer Energienetze. Das resultierende nichtlineare Gleichungssystem kann mithilfe verschiedener iterativer Verfahren, wie dem Newton-Raphson- oder dem Gauss-Seidel-Verfahren, gelöst werden. Da bei größeren Verbund-Netzen, diese Verfahren mit einem erheblichen Rechenaufwand und möglichen Konvergenzproblemen verbunden sind, wird häufig als vereinfachte Methode der sogenannte DC-Lastfluss angewendet. Die folgenden Vereinfachungen beim DC-Lastfluss führen zu einem linearen Gleichungssystem [16]:

- Die Leitungsresistanzen sind im Vergleich zu den Leitungsreaktanzen vernachlässigbar klein und werden daher nicht berücksichtigt. Die Annahme einer rein reaktiven Leitung ist insbesondere für Hoch- und Höchstspannungsnetze gültig, da die Impedanzen der Leitungen stark vom induktiven Anteil dominiert werden ( $R_{ij} \ll X_{ij}$ ). Querleitwerte und Leitungskapazitäten werden vernachlässigt.

$$G_{ij} \approx 0 \quad (2.13)$$

## 2 Theorie und Grundlagen

$$B_{ij} \approx -\frac{1}{X_{ij}} \quad (2.14)$$

$$\underline{Y}_{ij} \approx j \cdot B_{ij} \quad (2.15)$$

- Es wird ein flaches Spannungsprofil angenommen. Das bedeutet, alle Blindleistungsflüsse werden ignoriert, indem alle Knotenspannungen auf 1 p.u. gesetzt werden.

$$u_i \approx 1 \text{ p.u.} \quad (2.16)$$

- Unter der Annahme, dass die Spannungswinkeldifferenz  $\delta$  zwischen den Knoten klein ist, wird eine Kleinwinkelnäherung vorgenommen. Dies führt zu einer Linearisierung der Sinus- und Cosinusterme der übertragenen Wirkleistung in Formel 2.5.

$$\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j = \delta \quad (2.17)$$

$$\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1 \quad (2.18)$$

Die Knotenleistungen  $\mathbf{p}_N$  können aus der Systemadmittanzmatrix  $\mathbf{Y}$  und den Knotenspannungswinkeln  $\boldsymbol{\delta}$  berechnet werden.

$$\mathbf{p}_N = \mathbf{Y} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (2.19)$$

Die Ergebnisse des DC-Lastflusses stellen eine Näherung für den AC-Wirkleistungsfluss dar. Je realistischer die Annahmen bezüglich einer verlustlosen Leitung und einem ausgeglichenen Spannungsprofil sind und je geringer der Unterschied in den Knotenspannungswinkeln ist, desto genauer ist die approximierte Lösung der DC-Lastflussberechnung.

## 2.6 Power Transfer Distribution Factor (PTDF)

Für die Berechnung des DC-Lastflusses ist wie für den AC-Lastfluss die Festlegung eines Slack-Knotens erforderlich. An diesem Knoten wird der Spannungswinkel üblicherweise auf  $0^\circ$  gesetzt. Der Slack-Knoten gewährleistet eine ausgeglichene Leistungsbilanz, da sich die Leistung an diesem Knoten so einstellt, dass die Summe der Leistungen über alle Knoten hinweg Null ergibt. Die nachfolgenden Matrizen sind erforderlich für die Berechnung des DC-Lastflusses und werden um den Slack-Knoten reduziert, um die Singularität der Matrizen zu vermeiden.

$\mathbf{A}$  stellt die um den Slack-Knoten reduzierte Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix mit der Dimension  $(L \times (N - 1))$  dar. Dabei repräsentiert  $L$  die Anzahl aller Zweige im Netz und  $N$  die Anzahl der Knoten. Die Zweige entsprechen den Längselementen, also Kabeln, Freileitungen, Transformatoren und gegebenenfalls Schaltern. Umspannwerke, reduzierte Teilnetze und sonstige Netzknoten werden in der Matrix als Knoten dargestellt. Für ein Beispielnetzwerk mit 3 Zweigen und 3 Knoten sieht die Matrix folgendermaßen aus:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \\ a_{31} & a_{32} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

## 2 Theorie und Grundlagen

Die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix spiegelt die Netztopologie wider. In den Matrixelementen  $a_{ln}$  gibt der Zeilenindex  $l$  den betroffenen Zweig an, während der Spaltenindex  $n$  den entsprechenden Knoten beschreibt. Dabei gilt  $a_{ln} = 1$ , wenn der Zweig  $l$  im Knoten  $n$  beginnt, und  $a_{ln} = -1$ , wenn der Zweig  $l$  im Knoten  $n$  endet. Alle anderen Elemente in der Zeile  $l$  sind 0, was bedeutet, dass der Zweig  $l$  nicht mit anderen Knoten in Verbindung steht.

$\mathbf{B}_d$  ist die Suszeptanzmatrix der Zweige. Sie ist eine diagonale Matrix, die die negativen Suszeptanzen aller  $L$  Zweige entlang der Diagonale enthält. Da in der DC-Lastflussberechnung die Leitungen als verlustlos angenommen werden und nur der reaktive Anteil berücksichtigt wird, spiegelt die Suszeptanzmatrix die Leitungscharakteristika wider.

$$\mathbf{B}_d = -\text{diag}[b_1, b_2, \dots, b_L] = \begin{bmatrix} -b_1 & & & \\ & -b_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & -b_L \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Mit den aus Kapitel 2.5 getroffenen Annahmen kann die Gleichung 2.5 für die übertragene Wirkleistung über eine Leitung folgenderweise vereinfacht werden:

$$P_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j) = -B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (2.22)$$

In Matrixschreibweise können die Zweigleistungen mit Hilfe der Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix und der Suszeptanzmatrix der Zweige aller Betriebsmittel dargestellt werden. Die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix stellt darin den Zusammenhang zwischen den Winkeln der Knotenspannungen und den Differenzen aus Gleichung 2.22 her.

$$\mathbf{p}_L = \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (2.23)$$

Die Knotenleistung  $p_i$  kann aus der Summe der Zweigleistungen, welche mit dem Knoten verbunden sind, berechnet werden.

$$p_i = \sum_{j=1}^N p_{ij} \quad (2.24)$$

Der Vektor  $\mathbf{p}_N$  beinhaltet die Knotenleistungen des gesamten Netzes und kann unter Verwendung der Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix und der Suszeptanzmatrix der Zweige berechnet werden.

$$\mathbf{p}_N = \mathbf{Y} \cdot \boldsymbol{\delta} = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (2.25)$$

Mithilfe der Gleichungen 2.23 und 2.25 wird der lineare Zusammenhang der Zweigleistungen  $\mathbf{p}_L$  und der Knotenleistungen  $\mathbf{p}_N$  beschrieben.

$$\mathbf{p}_L = (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{p}_N \quad (2.26)$$

Dieser Zusammenhang kann als Power Transfer Distribution Faktor Matrix (**PTDF**) dargestellt werden.

$$\mathbf{PTDF} = (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} \quad (2.27)$$

Die PTDF-Matrix gibt an, wie sich eine Änderung der Einspeisung oder Last an einem bestimmten Knoten auf die Wirkleistungsflüsse in den einzelnen Leitungen auswirkt, wobei diese Änderung durch den Slackknoten ausgeglichen wird. Anders ausgedrückt, ermöglicht die PTDF-Matrix die Quantifizierung der Auswirkungen von Leistungsinjektionen an den Knoten auf die entsprechenden Leistungsflüsse in den Leitungen. Für die Berechnung der PTDF-Matrix müssen die reduzierten Matrizen verwendet werden, wodurch sie die Dimension  $(L \times (N - 1))$  hat. Um eine eindeutige Lösung zu gewährleisten, wird eine zusätzliche Gleichung eingeführt, die sicherstellt, dass die Summe aller Knotenleistungen 0 ergibt. Mit dieser Gleichung lässt sich die vom Slack-Knoten bereitgestellte Leistung berechnen [16].

$$\sum_{i=1}^N p_i = 0 \quad (2.28)$$

## 2.7 Line Outage Distribution Factor (LODF)

Der Line Outage Distribution Factor (LODF) ist ein wichtiger Sensitivitätsfaktor in der Netzplanung und im Netzbetrieb. Er beschreibt, wie sich der Ausfall einer Leitung oder eines Netzkupplerttransformators auf die Lastflüsse im restlichen Netz auswirkt. Der LODF gibt an, welcher Anteil des ursprünglichen Lastflusses auf der betroffenen Leitung nach deren Ausfall auf andere Leitungen umverteilt wird. Mithilfe des LODF kann untersucht werden, ob nach einem solchen Ausfall unzulässige Betriebszustände im Netz auftreten. Er spielt eine wesentliche Rolle in der Netzsicherheitsberechnung [17].

Der LODF gibt die zusätzliche Zweigleistung im Zweig  $l$  nach dem Ausfall des Zweigs  $k$  an. Er wird aus dem Verhältnis der Änderung des Lastflusses auf Leitung  $l$  zur Lastflussänderung auf Leitung  $k$  vor dem Ausfall berechnet:

$$\text{LODF}_{l,k} = \frac{\Delta p_l}{p_k^{(0)}} \quad (2.29)$$

Aufgrund der Linearität des DC-Lastflusses kann der Lastfluss nach einem Leitungsfehler,  $p_l^{(1)}$  aus dem Vorfehlerzustand  $p_l^{(0)}$  und den zusätzlichen Zweigleistungen, verursacht durch den Ausfall von Leitung  $k$ , berechnet werden. Mithilfe der LODF-Matrix kann der neue Wirkleistungsfluss in den Zweigen  $l$  wie folgt berechnet werden:

$$\mathbf{p}_l^{(1)} = \mathbf{p}_l^{(0)} + \mathbf{LODF}_{l,k} \cdot \mathbf{p}_k^{(0)} \quad (2.30)$$

Der Ausfall eines Zweiges  $k$  zwischen den Knoten  $i$  und  $j$  kann auch als Leistungsinjektion am Knoten  $i$  und Leistungsentnahme am Knoten  $j$  für den Nachfehlernetzstatus dargestellt werden. Somit kann die LODF-Matrix unter Verwendung der PTDF-Matrix berechnet werden [18].

$$\mathbf{LODF}_{l,k} = \mathbf{PTDF}_{l,k} \cdot (\mathbf{E} - \mathbf{PTDF}_{k,k})^{-1} \quad (2.31)$$

## 2.8 Phase Shifter Distribution Factor (PSDF)

Die Auswirkung einer Änderung der Phasenverschiebung  $\alpha$  eines PSTs auf die Leistungsflüsse im Netz, kann mit dem Phase Shifter Distribution Factor beschrieben werden. Ein Phasenschiebertransformator kann unter den Vereinfachungen des DC-Lastflusses, als eine Phasenverschiebung  $\alpha$  zwischen den Spannungen der Knoten  $i$  und  $j$  dargestellt werden. Somit verändert sich die Gleichung der übertragenen Wirkleistung folgenderweise [16], [19]:

$$P_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j + \alpha) = -B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j + \alpha) \quad (2.32)$$

$$\mathbf{p}_L = \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{B}_d \cdot \boldsymbol{\alpha} \quad (2.33)$$

Die Knotenleistungen werden auch um den Term der Phasenverschiebung  $\alpha$  eines PSTs erweitert.

$$p_i = \sum_{j=1}^N P_{ij} = -B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j + \alpha) \quad (2.34)$$

$$\mathbf{p}_N = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \boldsymbol{\alpha} \quad (2.35)$$

Die Phase Shifter Distribution Factor Matrix kann durch den linearen Zusammenhang der Zweig- und Knotenleistung ausgedrückt werden.

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_d - (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}^T) \quad (2.36)$$

Unterzuhilfenahme der Gleichung 2.27 kann die Gleichung noch weiter vereinfacht werden.

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_d - \mathbf{PTDF} \cdot (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}^T) \quad (2.37)$$

Somit kann der lineare Zusammenhang zwischen Zweig- und Knotenleistungen, sowie der erzeugte Winkel des Phasenschiebertransformators entsprechen dargestellt werden:

$$\mathbf{p}_L = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_N + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha} \quad (2.38)$$

Für die Berechnung der PSDF-Matrix werden die um den Slack-Knoten reduzierten Matrizen herangezogen. Die resultierende PSDF-Matrix hat die Dimension  $L \times L$ , wobei angenommen wird, dass in jedem betrachteten Zweig ein Phasenschiebertransformator installiert ist. Es ist jedoch sinnvoll, die Phase Shifter Distribution Matrix auf  $L \times L'$  zu reduzieren, wobei  $L'$

## 2 Theorie und Grundlagen

nur die Zweige repräsentiert, in denen tatsächlich PSTs vorhanden sind. Die PSDF-Matrix beschreibt die zusätzliche übertragene Wirkleistung pro Radiant in einem Zweig  $L$ , die durch eine Winkeländerung eines PSTs in einem Zweig  $L'$  hervorgerufen wird. Die Wirkleistungsänderung pro Radiant hängt von der Zählrichtung des betrachteten Zweigs ab. Eine positive Änderung bedeutet, dass der Lastfluss in Richtung der definierten Zählrichtung zunimmt, während eine negative Änderung auf eine Abnahme des Lastflusses in dieser Richtung hinweist. Ob dies zu einer tatsächlichen Leistungssteigerung oder -reduktion führt, hängt von der ursprünglichen Flussrichtung und der Vorbelastung des Zweigs ab [20].

# 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

Diese Arbeit bezieht sich auf ein Projekt aus dem Netzentwicklungsplan 2023. Es umfasst die Neuerrichtung einer grenzüberschreitenden 220 kV-AC-Hochspannungsleitung, inklusive eines 300 MVA Phasenschiebertransformators. Die Hochspannungsleitung wird als “Merchant Line“ realisiert, was bedeutet, dass Bau und Betrieb durch private Investoren oder Unternehmen erfolgen. Die Betreiber erzielen Gewinne durch Engpasserlöse, die aus den Preisunterschieden der mit der Leitung verbundenen Marktzonen resultieren. Ein PST ermöglicht es den Betreibern, den Lastfluss an die entsprechenden Marktbedingungen anzupassen und gegebenenfalls korrigierend einzuwirken[21].

Der Betrieb der Merchant Line ist vertraglich zeitlich befristet. Nach Ablauf des Vertrags gehen die grenzüberschreitende Leitung und der Phasenschiebertransformator in den Besitz des Übertragungsnetzbetreibers (APG) über. Um sicherzustellen, dass der Phasenschiebertransformator auch für Situationen nach Ablauf der Vertragslaufzeit ausgelegt ist, darf der Übertragungsnetzbetreiber bei der Dimensionierung und Auslegung mitwirken [22].

Ziel dieser Arbeit ist, anhand einer Simulationsstudie fundierte Aussagen zur Dimensionierung des Phasenschiebertransformators zu treffen. Dabei soll eine geeignete Kombination aus der Anzahl der Stufen und der Zusatzspannung pro Stufe ermittelt werden, um zukünftige Netzsituationen unter Einhaltung der Netzsicherheitsberechnungen bewerkstelligen zu können. Als Grundlage für den Dimensionierungsvorschlag wird das Übertragungsnetz sowie die relevanten Betriebsmittel in der umliegenden Region eingehend analysiert.

Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die AC-Hochspannungsleitung und der am Anfang der Leitung befindliche Phasenschiebertransformator als Leitung 1 (LT 1) und PST 1 bezeichnet. Die durch die grenzüberschreitende Leitung verbundenen Regelzonen (RZ) werden als Regelzone 1 und Regelzone 2 bezeichnet und verfügen über eine gemeinsame Regelzonengrenze (RZG 1/2). PST 1 befindet sich in Regelzone 1.

## 3.1 Simulationssoftware und Netzmodell

Als Simulationssoftware wird PowerFactory (PF) von DIgSILENT verwendet. Es handelt sich dabei um ein rechnergestütztes Planungs- und Analysewerkzeug für elektrische Netze. Über eine Python-Schnittstelle ist es möglich, mit eigenen Python-Skripten auf PF zuzugreifen. Dadurch



lassen sich iterative oder wiederholende Berechnungen inklusive Parametervariationen am Zielnetz durchführen und die Ergebnisse direkt weiterverarbeiten. Zudem kann über diese Schnittstelle eine große Menge an Netzdaten bereitgestellt und analysiert werden.

Die folgenden Betrachtungen basieren auf dem Netzmodell des Ten Year Network Development Plan 2022. Der TYNDP ist ein strategischer Plan der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und wird alle zwei Jahre veröffentlicht. Das Netzmodell stellt das europäische Übertragungsnetz im Zustand von 2022 dar. Zusätzlich sind darin alle geplanten Entwicklungsprojekte für einen Zeitraum von zehn Jahren enthalten [23], [24].

Der verwendete Datensatz beinhaltet das Netzmodell für den Ausbauzustand 2027. Das bedeutet, dass im Grunddatensatz, welcher den Ausbauzustand 2022 darstellt, alle Projekte, die bis 2027 fertiggestellt werden, in diesem Netzmodell bereits aktiviert sind. In dem erhaltenen Datensatz sind Skalierungsfaktoren für alle Erzeuger und Lasten hinterlegt, welche die Leistungserzeugungs- und Lastwerte für 8760 Stunden eines Jahres abbilden. Jede Stunde des Jahres kann somit als individueller Netznutzungsfall (NNF) dargestellt werden. Die Skalierungsfaktoren ergeben sich aus marktmodellbasierten historischen Wetterdaten für ein repräsentatives Wetterjahr (2009). Aufgrund der Komplexität des Netzmodells, sowie auftretender Konvergenzprobleme bei AC-Lastflussberechnungen, wird die Simulationsstudie mit einem DC-Lastfluss durchgeführt.

## 3.2 Winkelberechnung und Modellvergleich für PST-Einstellungen

Für die Höchstspannungsebene von 220 kV und eine benötigte Bemessungsscheinleistung von 300 MVA werden in der Regel symmetrische Phasenschiebertransformatoren mit indirekter Spannungseinstellung verwendet. Zwar würde die Veränderung der Spannungsamplitude eines asymmetrischen PSTs in dieser Untersuchung keinen Unterschied machen, da die Simulationen auf der DC-Lastflussberechnung basieren. Allerdings gibt der Vorteil einer größeren möglichen Phasenverschiebung den symmetrischen PSTs den Vorzug. Aus diesem Grund konzentriert sich diese Arbeit, wie bereits in Kapitel 2.3.3 erwähnt, ausschließlich auf diesen Typ.

In Kapitel 2.3.2 wird die Funktionsweise eines symmetrischen Phasenschiebertransformators beschrieben. Aus Gleichung (2.11) geht hervor, dass die erzeugte Phasenverschiebung eines symmetrischen PSTs durch eine Arkussinus-Funktion modelliert wird. Wenn die Zusatzspannung  $\Delta U$  auf die Eingangsspannung  $U_S$  bezogen und durch die Anzahl der Stufen des Stufenstellers geteilt wird, erhält man die bezogene Zusatzspannung pro Stufe  $\Delta u$ , die in Prozent angegeben wird. Multipliziert man diese bezogene Zusatzspannung mit der gewählten Stufe, kann die Phasenverschiebung für jede Stufe berechnet werden, wie in Gleichung (3.1) dargestellt.

Das in dieser Arbeit verwendete Simulationsprogramm PowerFactory berechnet die erzeugte Phasenverschiebung eines symmetrischen PSTs jedoch anhand einer Arkustangens-Funktion [25]. In Tabelle 3.1 sind die beiden Modellierungsansätze gegenübergestellt. Damit die Simulationen mit den korrekten Winkeln durchgeführt werden, müssen die in PowerFactory hinterlegten bezogenen Zusatzspannungen entsprechend umgerechnet werden.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

**Tabelle 3.1:** Gegenüberstellung der Modellierung der Phasenverschiebung eines symmetrischen PSTs in der Theorie und im Simulationsmodell

$\alpha_{\sin} = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\Delta u \cdot n}{2}\right) \quad (3.1)$	$\alpha_{\tan} = 2 \cdot \arctan\left(\frac{\Delta u \cdot n}{2}\right) \quad (3.2)$
--	--

In Abbildung 3.1a sind die berechneten Phasenverschiebungen nach der Arkussinus- und der Arkustangens-Funktion für dieselbe Zusatzspannung dargestellt. Die Darstellung wurde exemplarisch für eine Zusatzspannung von 3 % und 30 Stufen durchgeführt. Es zeigt sich, dass bei kleinen Werten nur geringe Abweichungen auftreten, die Differenz jedoch bei der maximalen Stufe deutlich wird und nicht mehr vernachlässigt werden kann. Da es das Ziel dieser Arbeit ist, den PST so zu dimensionieren, dass er zukünftig in allen Lastfällen ein ausreichend großes Regelvermögen aufweist, ist der maximal mögliche Winkel von größerer Bedeutung als die exakte Abbildung jeder einzelnen Stufe in der Simulation. Es ist möglich, die Zusatzspannung so zu korrigieren, dass der Arkussinus und der Arkustangens denselben maximalen Winkel ergeben. Dieses Vorgehen wurde für alle in dieser Arbeit berücksichtigten symmetrischen Phasenschiebertransformatoren angewendet.

Die folgende Umrechnung wird für eine Zusatzspannung  $\Delta u$  von 3 % und 30 Stufen durchgeführt. Auf Grundlage dieser Angaben kann die maximale Phasenverschiebung mithilfe der Arkussinus-Gleichung bestimmt werden:

$$\alpha_{\sin} = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\Delta u \cdot n}{2}\right) = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{0,03 \cdot 30}{2}\right) = 53,49^\circ \quad (3.3)$$

Formt man die Gleichung 3.2 nach der Zusatzspannung um, kann diese aus dem zuvor bestimmten Winkel berechnet werden.

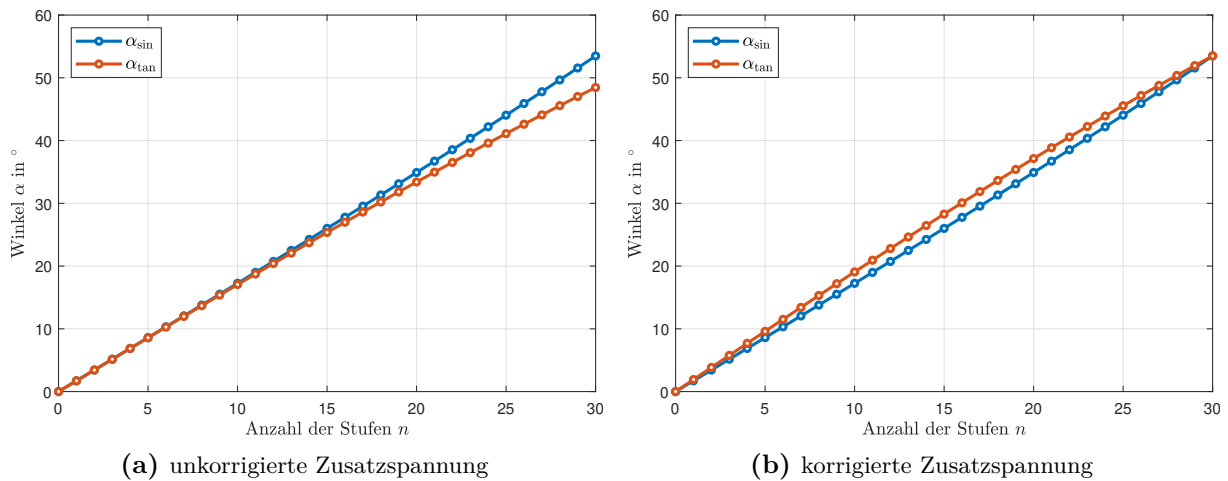
$$\Delta u = \frac{2 \cdot \tan\left(\frac{\alpha_{\sin}}{2}\right)}{n} = \frac{2 \cdot \tan\left(\frac{53,49^\circ}{2}\right)}{30} = 3,36 \% \quad (3.4)$$

Mit der berechneten Zusatzspannung kann der PST nun korrekt in PowerFactory hinterlegt werden.

$$\alpha_{\tan} = 2 \cdot \arctan\left(\frac{0,0336 \cdot 30}{2}\right) = 53,49^\circ \quad (3.5)$$

In Abbildung 3.1b sind die beiden Modellierungsarten dargestellt, wenn sie auf denselben maximalen Winkel ausgelegt sind. Es zeigt sich, dass die Phasenverschiebungen im mittleren Bereich der Stufen die größten Abweichungen aufweisen. Gleichzeitig ist erkennbar, dass am Anfang und am Ende des Stufenintervalls kaum Unterschiede festzustellen sind. Somit werden die Winkel in PowerFactory den Anforderungen entsprechend korrekt dargestellt.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung



**Abbildung 3.1:** Erzeugte Phasenverschiebung  $\alpha$  für unterschiedliche Modellierungsarten

### 3.3 Belastungsabhängige Phasenverschiebung des PST

Wie in der Theorie in Kapitel 2.4 für einen Arbeitspunkt erläutert, wird zwischen einem Leerlaufwinkel und einem belasteten Winkel unterschieden. Der Leerlaufwinkel beschreibt den Teil des Spannungswinkels, der durch die Zusatzspannung des PSTs erzeugt wird und die Steuerung der Phasenverschiebung ermöglicht. Der belastete Winkel ergibt sich aus der Summe des Leerlaufwinkels und der Winkeländerung, die durch die Reaktanz des PSTs verursacht wird.

Im Datenblatt eines Phasenschiebertransformators wird der belastete Winkel über alle Stufen für eine spezifische Belastungssituation angegeben, üblicherweise für die Belastung bei Nennleistung des PSTs. Dies führt dazu, dass die Winkeländerung aufgrund der Reaktanz des PSTs über alle Stufenstellungen hinweg konstant bleibt. Für eine beispielhafte Darstellung eines PSTs mit einer Bemessungsscheinleistung  $S$  von 300 MVA, einer Kurzschlussspannung  $u_k$  von 13,5 %, einer Zusatzspannung  $\Delta u$  von 3 % und  $\pm 32$  Stufen  $n$  ergeben sich die folgenden Winkel für eine konstante Belastungssituation von 300 MW, wie sie im Datenblatt angegeben werden. In Tabelle 3.2 sind der Leerlaufwinkel  $\alpha_{LL}$ , die Winkeländerung durch die Reaktanz des PSTs  $\alpha_0$  sowie die um  $\alpha_0$  verschobenen maximalen und minimalen Winkel  $\alpha_{\max}$  und  $\alpha_{\min}$  von PST 1 dargestellt.

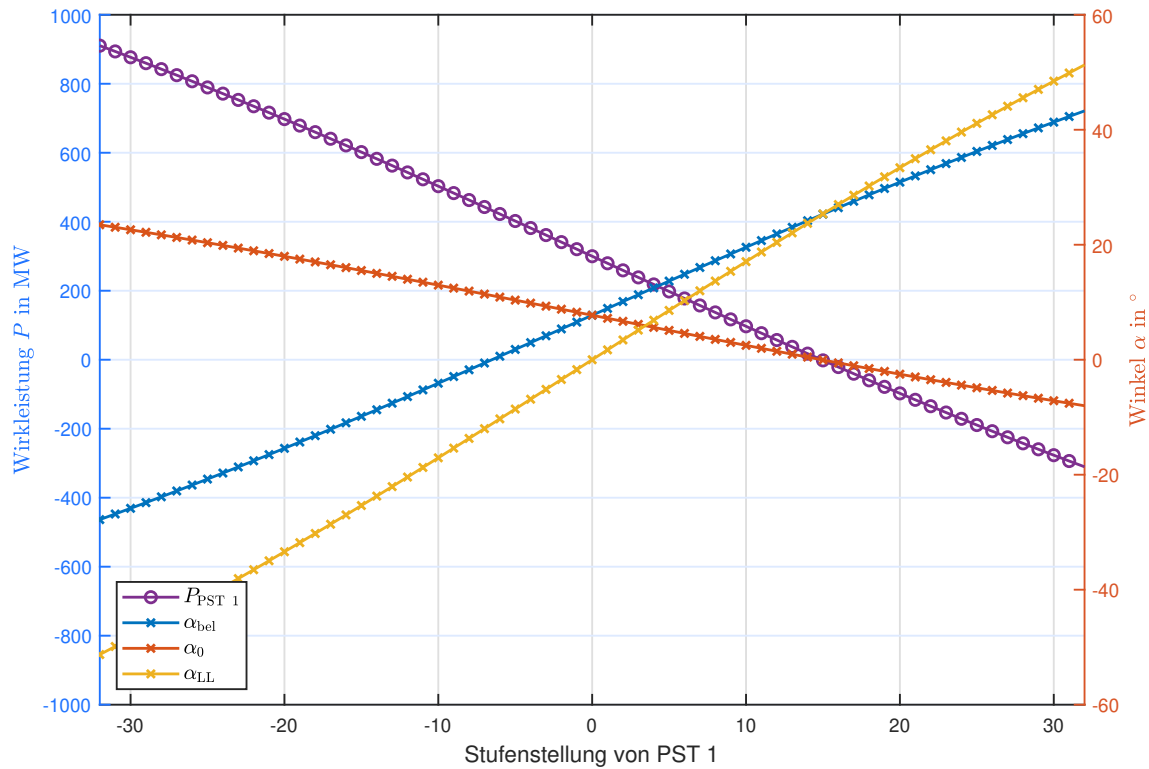
**Tabelle 3.2:** Regelparameter von PST 1 für gleichbleibende Belastungssituation

PST	$\alpha_{LL}$	$\alpha_0$	$\alpha_{\max}$	$\alpha_{\min}$
-	°	°	°	°
PST 1	$\pm 51,3$	7,7	59	43,6

In den nachfolgenden Betrachtungen wird durch die erzeugten Leerlaufwinkel die übertragene Wirkleistung und damit auch die Belastungssituation der PSTs verändert. Dies hat zur Folge, dass sich auch die Winkeländerung, die durch die Reaktanz der PSTs entsteht, entsprechend anpasst. Um in den weiteren Betrachtungen die Winkel direkt aus der Simulation entnehmen zu

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

können, werden die belasteten Winkel  $\alpha_{\text{bel}}$  verwendet. Diese setzen sich aus der Differenz des vom PST erzeugten Winkels  $\alpha_{\text{LL}}$  und der Winkeländerung durch die Reaktanz  $\alpha_0$  zusammen. In Abbildung 3.2 sind der Leerlaufwinkel, die Winkeländerung durch die Reaktanz, der resultierende belastete Winkel sowie die übertragene Wirkleistung über alle Stufenstellungen beispielhaft dargestellt. Für die Simulation wurden dieselben Parameter für den PST wie zuvor verwendet.



**Abbildung 3.2:** Übertragene Wirkleistung und Winkel von PST 1 über alle Stufenstellungen

In Mittelstellung ist der PST mit 300 MW zu 100 % ausgelastet, wobei eine Winkeländerung durch die Reaktanz des PSTs von  $7,7^\circ$  entsteht. Bei sinkender Stufenstellung steigt die übertragene Wirkleistung, wodurch auch die Winkeländerung an der Reaktanz  $\alpha_0$  zunimmt. Mit steigender Stufenstellung nehmen hingegen sowohl die Wirkleistung als auch die Winkeländerung ab. Ab Stufe 15 kommt es zu einer Umkehrung des Lastflusses, wodurch sowohl die Wirkleistung als auch die Winkeländerung durch die Reaktanz negativ werden. Der vom Phasenschiebertransformator erzeugte Winkel  $\alpha_{\text{LL}}$  entspricht exakt den aus Gleichung (3.2) berechneten Werten, die für die minimale und maximale Stufenstellung gleich sind. Die Differenz der Beträge zwischen dem Leerlaufwinkel und der Winkeländerung an der Reaktanz ergibt den belasteten Winkel  $\alpha_{\text{bel}}$ . Der auf maximaler Stufe resultierende Winkel wird als  $\alpha_{\text{max}}$ , der auf minimaler Stufe als  $\alpha_{\text{min}}$  bezeichnet. Diese Winkel sind aufgrund ihrer Abhängigkeit von der Belastung für jeden Netznutzungsfall unterschiedlich. Aufgrund der Linearität der DC-Lastflussberechnung kann der belastete Winkel um die Winkeländerung an der Reaktanz in Mittelstellung korrigiert werden, wodurch ein symmetrischer Winkel um  $0^\circ$  entsteht. Der korrigierte Winkel lässt sich wie folgt berechnen und bleibt für einen bestimmten Netzausbauzustand konstant, sofern sich die Impedanzverhältnisse im Netz nicht verändern.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

$$\alpha_{\text{bel}} = \frac{\alpha_{\text{max}} - \alpha_{\text{min}}}{2} = \frac{43,3^\circ - (-27,8^\circ)}{2} = \pm 35,6^\circ \quad (3.6)$$

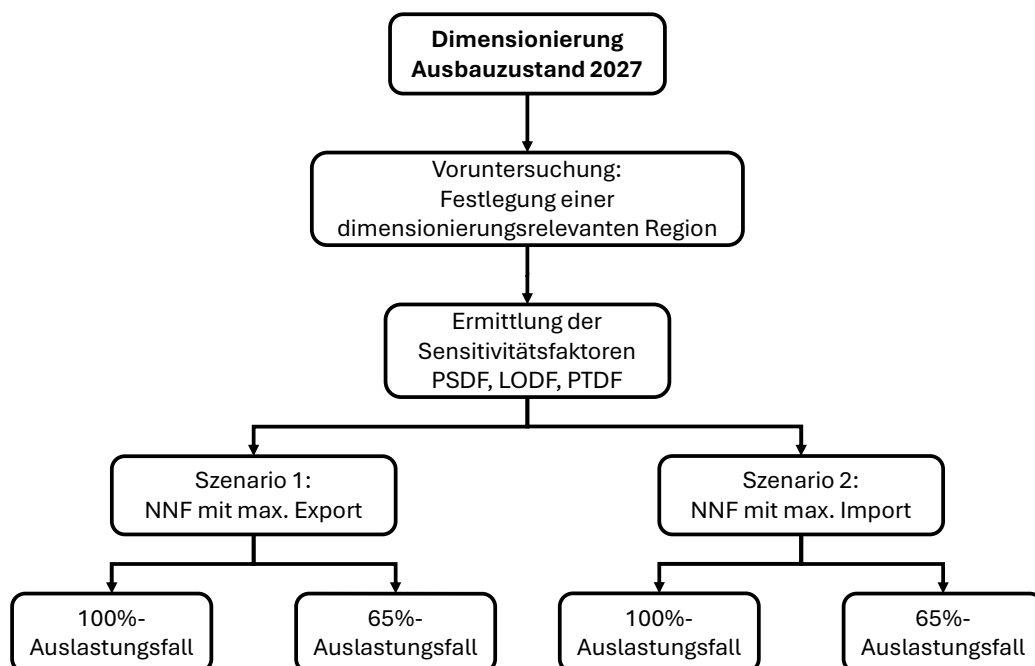
In den nachfolgenden Betrachtungen werden aufgrund der einfacheren Möglichkeit, den Winkel aus den Simulationen direkt zu entnehmen, die belasteten Winkel verwendet. In Tabelle 3.3 sind die somit entstehenden Regelparameter von PST 1 dargestellt.

**Tabelle 3.3:** Regelparameter PST 1

PST	$\alpha_{\text{LL}}$	$\alpha_{\text{bel}}$	$\alpha_0$	$\alpha_{\text{max}}$	$\alpha_{\text{min}}$
-	°	°	°	°	°
PST 1	$\pm 51,3$	$\pm 35,6$	7,7	43,3	-27,8

### 3.4 Ablauf und Methodik der Dimensionierung

In Abbildung 3.3 ist das methodische Vorgehen zur Dimensionierung des Phasenschiebertransformators für den Ausbauzustand 2027 dargestellt. Zuerst wird die Netzregion analysiert, in welcher der PST eingesetzt werden soll. Basierend auf dieser Analyse wird eine elektrisch relevante Region abgeleitet. Diese umfasst alle Betriebsmittel, die entweder einen ausreichend hohen Einfluss auf den betrachteten PST ausüben oder von ihm entsprechend stark beeinflusst werden.



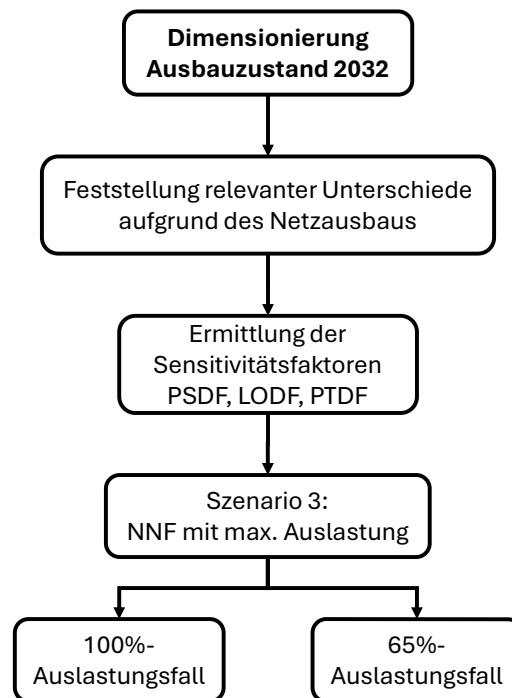
**Abbildung 3.3:** Methodisches Vorgehen der Dimensionierung für den Ausbauzustand 2027

Im nächsten Schritt werden die Sensitivitätsfaktoren der festgelegten Netzregion untersucht. Für die Dimensionierung des Phasenschiebertransformators wird eine begrenzte Anzahl aussagekräftiger

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

tiger Lastflussszenarien ausgewählt. Um sicherzustellen, dass alle relevanten Netznutzungsfälle abgedeckt sind, werden die Worst-Case-Szenarien berücksichtigt. Es werden die Netznutzungsfälle analysiert, die den maximalen positiven (Export) und negativen (Import) Lastfluss der Übertragungsleitung 1 und von PST 1 repräsentieren. Diese Worst-Case-Szenarien werden mit Hilfe einer Quasi-Dynamischen Simulation ermittelt, bei der die Auslastung aller Betriebsmittel im Netz über das gesamte repräsentative Wetterjahr hinweg untersucht wird. Für die beiden ausgewählten Netznutzungsfälle wird jeweils ein 100%- sowie ein 65%-Auslastungsfall simuliert, aus denen die erforderlichen Leerlaufwinkel des PSTs abgeleitet werden können. Für eine längerfristige Dimensionierungsbetrachtung wird auch der Ausbauzustand 2032 des Netzmodells analysiert.

Der TYNDP-Datensatz wird für diese Untersuchungen auf den Ausbauzustand 2032 erweitert und betrifft ausschließlich Regelzone 1. Dabei werden alle Projekte aktiviert, die im Netzmodell bereits verfügbar sind und laut Netzentwicklungsplan bis 2032 in Betrieb gehen [3]. Die durch das Vernachlässigen des Netzausbaus in den anderen Regelzonen entstehenden Unsicherheiten werden nicht genauer untersucht. Das Ziel ist, die durch den Netzausbau bedingten Änderungen und deren Einfluss auf Leitung 1 und PST 1 zu erfassen.



**Abbildung 3.4:** Methodisches Vorgehen der Dimensionierung für den Ausbauzustand 2032

Im ersten Schritt wird untersucht, inwieweit sich der Netzausbau auf die relevante Region und den zu dimensionierenden PST auswirken. Zudem werden unter Zuhilfenahme der Sensitivitätsfaktoren Unterschiede festgemacht. Für diesen Ausbauzustand wird lediglich der Netznutzungsfall analysiert, der die maximale Auslastung im repräsentativen Jahr darstellt. Dabei werden erneut ein 100%- sowie ein 65%-Auslastungsfall betrachtet.

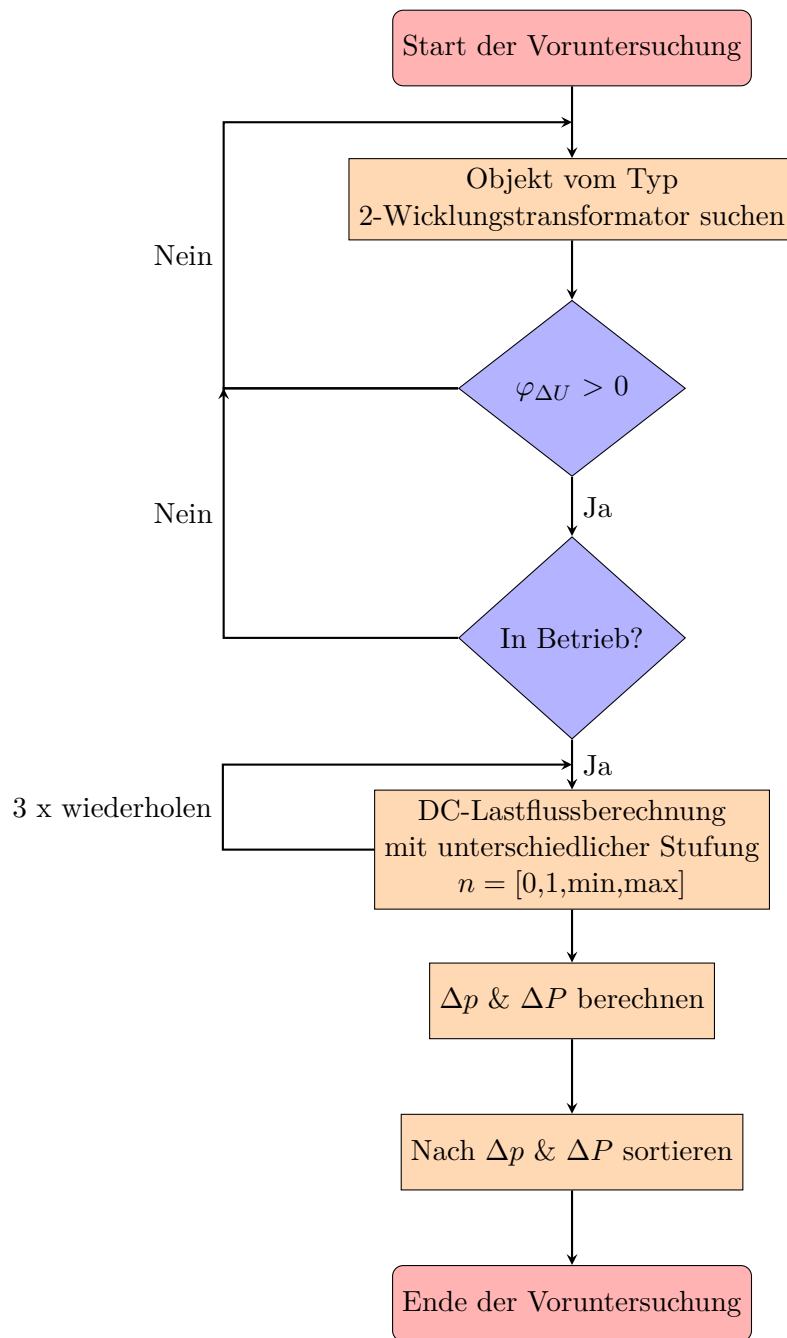
### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

Aus den Untersuchungen der beiden Ausbauzustände des Netzes sowie der drei Netznutzungsfälle mit der höchsten Auslastung im Jahr sollen die Anforderungen abgeleitet werden, denen der Phasenschiebertransformator entsprechen muss. Auf Basis der ermittelten Lastfälle kann der erforderliche Leerlaufwinkel des PSTs bestimmt werden. Daraus lässt sich eine geeignete Kombination aus der Anzahl der Stufen und der Zusatzspannung pro Stufe ableiten.

#### 3.4.1 Dimensionierungsrelevante Region

Die neu zu errichtende 220 kV-AC-Hochspannungsleitung inklusive eines 300 MVA Phasenschiebertransformators ist im Netzmodell bereits hinterlegt und aktiviert. Der Phasenschiebertransformator wird zur Lastflusssteuerung der Merchant Line genutzt. Damit der Stufensteller des PSTs optimal ausgelegt werden kann, müssen auch Einflussfaktoren aus der Umgebung berücksichtigt werden. Daher werden andere Phasenschiebertransformatoren, die aufgrund ihrer örtlichen Nähe und ihres elektrischen Einflusses auf den auszulegenden PST relevant sind, in die Dimensionierung einbezogen. Das Vorgehen zur Ermittlung der relevantesten Phasenschiebertransformatoren ist in Abbildung 3.5 dargestellt und erfolgt unter Zuhilfenahme der Python-Schnittstelle von PowerFactory.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung



**Abbildung 3.5:** Flussdiagramm der Voruntersuchungen im Netzmodell

Zunächst werden alle Transformatoren vom Typ 2-Wicklungstransformator im Netz erfasst. Weiter untersucht werden nur jene Transformatoren, die eine Phasenverschiebung  $\varphi_{\Delta U}$  der Zusatzspannung größer als  $0^\circ$  aufweisen. Mithilfe dieses Vorgehens werden alle Transformatoren im Netz identifiziert, die durch das Einprägen einer Zusatzspannung den Winkel zwischen den Knotenspannungen am Anfang und Ende eines Zweiges verändern. Somit werden alle Transformatoren gefunden, die die übertragene Wirkleistung einer Leitung beeinflussen können. Dazu zählen Schrägregler, asymmetrische PSTs und symmetrische PSTs. Das Ausmaß, in dem



### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

diese Transformatoren den Lastfluss über den zu dimensionierenden PST beeinflussen können, wird nur für jene Transformatoren festgestellt, die in der aktuellen Ausbaustufe des Netzmodells in Betrieb sind.

Der Einfluss der erfassten Transformatoren auf den zu dimensionierenden PST wird mithilfe von vier DC-Lastflusssimulationen festgemacht. In jeder Lastflusssimulation wird die eingestellte Stufe des Stufenstellers angepasst: Mittelstellung, Mittelstellung + 1, minimale und maximale Stufe. Während der Analyse jedes einzelnen Transformators bleiben alle anderen in Mittelstellung.

In jedem dieser DC-Lastflussberechnungen werden die über Leitung 1 übertragene Wirkleistung und die Phasenverschiebung am jeweils untersuchten Transformator erfasst. Anhand der über Leitung 1 übertragenen Wirkleistung lässt sich die Wirkleistungsänderung für eine Stufe sowie für die minimale und maximale Stufe berechnen. Durch die Linearisierung des DC-Lastflusses und die gleichbleibende Netztopologie kann daraus die für einen Ausbauzustand konstante Wirkleistungsänderung pro Grad (PSDF) bestimmt werden.

$$\Delta p = \frac{\Delta P}{\Delta \alpha} \quad (3.7)$$

Die ermittelten Transformatoren können nun entweder nach der absoluten Wirkleistungsänderung, die sie über Leitung 1 verursachen, oder nach ihrer Wirkleistungsänderung pro Grad sortiert werden. Da eine Phasenverschiebung größer als  $0^\circ$  gewählt wurde, werden auch im Netz vorhandene Schrägeregler ( $\varphi_{\Delta U} = 60^\circ$ ) identifiziert und analysiert. Ihr Einfluss ist jedoch im Vergleich zu Phasenschiebertransformatoren vernachlässigbar gering. Die Phasenschiebertransformatoren mit dem größten Einfluss auf den Lastfluss der grenzüberschreitende Leitung 1 werden in die weitere Untersuchung einbezogen.

Nachdem die Phasenschiebertransformatoren mit der größten Wirkleistungsänderung pro Grad ausgewählt wurden, ist es wichtig, auch den Lastfluss anderer paralleler grenzüberschreitender Leitungen zu kennen. Da PSTs häufig an solchen Leitungen installiert werden, um den Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen beeinflussen zu können, sollten die wichtigsten parallelen regelzonenüberschreitenden Leitungen in die Betrachtung einbezogen werden. Dadurch können die übertragene Wirkleistung, deren Auslastung und der Einfluss des zu dimensionierenden PSTs auf parallele Leitungen dargestellt werden. Dies ermöglicht es, den Einfluss des zu dimensionierenden PSTs auf diese Leitungen zu bewerten und potenzielle Engpässe oder Überlastungen frühzeitig zu erkennen.

#### 3.4.2 Sensitivitätsfaktoren (PTDF, LODF, PSDF)

Die Untersuchung der folgenden Sensitivitätsfaktoren soll mehr Aufschluss über die zu betrachtende Region geben. Es werden die Einflussfaktoren veränderter Einspeisungen und Lasten analysiert. Zudem werden die Herausforderungen betrachtet, die durch den Ausfall einer parallelen Leitung entstehen. Dies führt zu gestiegenen Anforderungen an den Phasenschiebertransformator 1. Der Einfluss der Betriebsmittel in der relevanten Region wird untersucht und dargestellt.

##### **PTDF**

Der Einfluss von Einspeise- und Laständerungen kann mithilfe des Power Transfer Distribution Factors dargestellt werden. Diese Untersuchung wird in überregionale und regionale PTDF

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

unterteilt. In allen Untersuchungen befinden sich die Phasenschiebertransformatoren in Mittelstellung. In der überregionalen Variante wird die Einspeise- bzw. Laständerung über das gesamte Gebiet der betroffenen Regelzonen verteilt angenommen. Dabei wird die prozentuale Verteilung der veränderten Lastflüsse über die Leitungen angegeben, die die Regelzonen verbinden. In der regionalen Variante wird der Einfluss von Einspeise- und Laständerungen in unmittelbarer Nähe der relevanten Region bzw. des zu dimensionierenden PSTs untersucht. Es wird erneut die Auswirkung von Leistungsinjektionen auf die entsprechenden Lastflüsse in den Leitungen angegeben.

#### LODF

Der Line Outage Distribution Factor gibt den Einfluss eines Ausfalls einer Leitung auf den zu dimensionierenden PST an. Es wird der Ausfall jeder in die Betrachtung einbezogenen grenzüberschreitenden Leitung einzeln simuliert, und die Auswirkungen auf Leitung 1 werden sowohl in MW als auch in Prozent erfasst. Bei den prozentualen Angaben handelt es sich um den Prozentsatz der Belastung der ausfallenden Leitung, der sich auf Leitung 1 verlagert. Dies ist wichtig, um zu verstehen, wie Netzstörungen die Leistungsflüsse beeinflussen und welche Anforderungen an den PST gestellt werden müssen.

#### PSDF

Der Phase Shifter Distribution Factor zeigt für jeden PST die Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  in MW/° auf jeder betrachteten Leitung an. Dabei wird die durch den PST bewirkte Wirkleistungsänderung der jeweiligen Leitung auf die Winkeländerung des untersuchten PSTs bezogen. Der PSDF wird in Form einer Matrix angegeben, in der vertikal alle Phasenschiebertransformatoren und horizontal alle betrachteten Leitungen aufgetragen sind. Die Wirkleistungsänderung pro Grad hängt von der Zählrichtung des betrachteten Leitung ab. Ein positives Vorzeichen bedeutet, dass der Lastfluss in Richtung der definierten Zählrichtung zunimmt, während ein negatives Vorzeichen auf eine Abnahme des Lastflusses in dieser Richtung hinweist. Ob dies zu einer tatsächlichen Leistungssteigerung oder -reduktion führt, hängt von der ursprünglichen Flussrichtung und der Vorbelastung der Leitung ab. Mithilfe der PSDF-Matrix ist es möglich, die Wirkleistungsänderungen der betrachteten Leitungen durch die Phasenschiebertransformatoren schnell abzuschätzen.

#### 3.4.3 Untersuchung von 100% und 65%-Auslastungsfälle

In dieser Untersuchung wird der benötigte Leerlaufwinkel für den zu dimensionierenden Phasenschiebertransformator bestimmt. Dabei wird zwischen zwei Auslastungsfällen unterschieden:

- **100%-Auslastungsfall:** Entspricht einer Auslastung unter 100 %, was einer Wirkleistung von 300 MW entspricht.
- **65%-Auslastungsfall:** Entspricht einer Auslastung unter 65 %, was einer Wirkleistung von 195 MW entspricht.

Es werden verschiedene Lastfälle untersucht, bei denen sich jeweils ein bestimmter Lastfluss  $P_{LT1}$  über Leitung 1 ergibt. Für diese Betrachtungen wird ausschließlich der Leerlaufwinkel verwendet, der aus dem belasteten Winkel wie folgt umgerechnet werden muss. Der benötigte Leerlaufwinkel kann aus der Differenz zwischen der aktuellen und der gewünschten übertragenen Wirkleistung sowie der Wirkleistungsänderung pro Grad berechnet werden. Zudem muss die

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

Winkeländerung an der Reaktanz des PSTs auf die gewünschte Auslastung umgerechnet werden. Dabei wird berücksichtigt, dass die durch die geringere Auslastung abnehmende Winkeländerung an der Reaktanz durch den zunehmenden Winkel, der durch die Zusatzspannung verursacht wird, ausgeglichen werden muss.

$$\alpha_{\text{soll},100\%} = \frac{P_{\text{LT1}} - P_{100\%}}{\Delta p} + \alpha_{0,\text{LT1}} - \alpha_{0,100\%} \quad (3.8)$$

$$\alpha_{\text{soll},65\%} = \frac{P_{\text{LT1}} - P_{65\%}}{\Delta p} + \alpha_{0,\text{LT1}} - \alpha_{0,65\%} \quad (3.9)$$

Aufgrund der Linearität der DC-Lastflussberechnung kann die Winkeländerung an der Reaktanz des PSTs für jede übertragene Wirkleistung eindeutig bestimmt werden.

$$\alpha_{0,100\%} = \frac{P_{100\%} \cdot \alpha_{0,\text{LT1}}}{P_{\text{LT1}}} \quad (3.10)$$

Für beide Auslastungsfälle werden die folgenden Lastfälle untersucht:

1. **Lastfall A:** Bestehende PSTs an RZG 1/2
2. **Lastfall B:** Bestehende PSTs an RZG 1/2 + PST 1
3. **Lastfall C:** Erweitertes Gebiet
4. **Lastfall D:** Erweitertes Gebiet + PST 1

Die angeführten Lastfälle bauen aufeinander auf und berücksichtigen in jeder Stufe weitere Einflussfaktoren. In Abbildung 3.6 ist der Ablauf dieser Untersuchung als Flussdiagramm dargestellt.

#### **Lastfall A: Bestehende PSTs an RZG 1/2**

In diesem Lastfall liegt der Fokus der Betrachtung auf den Einfluss der im Netzmodell bestehenden PSTs (ohne PST 1) an der Regelzonengrenze 1/2. Es werden die PSTs, die ebenfalls an Leitungen platziert sind, die Regelzone 1 und Regelzone 2 miteinander verbinden, auf die entsprechende Auslastung des jeweiligen Auslastungsfalls geregelt. Der zu dimensionierende PST 1 bleibt dabei in Mittelstellung. Dadurch wird der Einfluss der parallelen PSTs auf Leitung 1 und PST 1, sowie deren gegenseitiger Einfluss berücksichtigt.

#### **Lastfall B: Bestehende PSTs an RZG 1/2 + PST 1**

Hier wird zusätzlich PST 1 auf eine Auslastung von unter 100 % bzw. 65 % geregelt. Für die Untersuchung wird PST 1 mit einer Zusatzspannung von 3 % und einer unbegrenzten Anzahl von Stufen konfiguriert. Durch die zusätzliche Regelung von PST 1 müssen auch die anderen PSTs nachgeregelt werden, da die PSTs an der Regelzonengrenze 1/2 teilweise gegeneinander wirken. Sobald alle PSTs ihr Auslastungsziel erreicht haben, wird PST 1 wieder auf die Mittelstellung zurückgesetzt. Auf diese Weise kann der Einfluss der zusätzlichen Regelung von PST 1 festgestellt und der benötigte Leerlaufwinkel erneut bestimmt werden, um diese Betriebssituation erfolgreich zu beherrschen.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

#### **Lastfall C: Erweitertes Gebiet**

In den vorherigen Lastfällen wurden nur die Phasenschiebertransformatoren an der Regelzongrenze 1/2 berücksichtigt. In diesem Lastfall soll das Einflussgebiet erweitert werden. Nun werden auch Phasenschiebertransformatoren an anderen Regelzongrenzen sowie solche, die nicht direkt an einer Regelzongrenze liegen, berücksichtigt. Die genaue Festlegung des erweiterten Gebietes erfolgt auf Basis der Ergebnisse der Voruntersuchung der relevanten Region. Der zu dimensionierende PST 1 bleibt dabei in Mittelstellung.

#### **Lastfall D: Erweitertes Gebiet + PST 1**

Dieser Lastfall wird nur um den Einfluss der Regelung von PST 1 erweitert. Dadurch wird der gegenseitige Einfluss der PSTs untereinander einbezogen. Die Regelung erfolgt analog zu Lastfall B, alle PSTs stellen sich auf die gewünschte Auslastung. Nach Erreichen der Auslastungsziele wird PST 1 wieder auf die Mittelstellung zurückgesetzt. So kann der benötigte Leerlaufwinkel für diese Betriebssituation bestimmt werden, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten.

### 3 Dimensionierung eines Phasenschiebertransformators zur regelzonenüberschreitenden Lastflusssteuerung

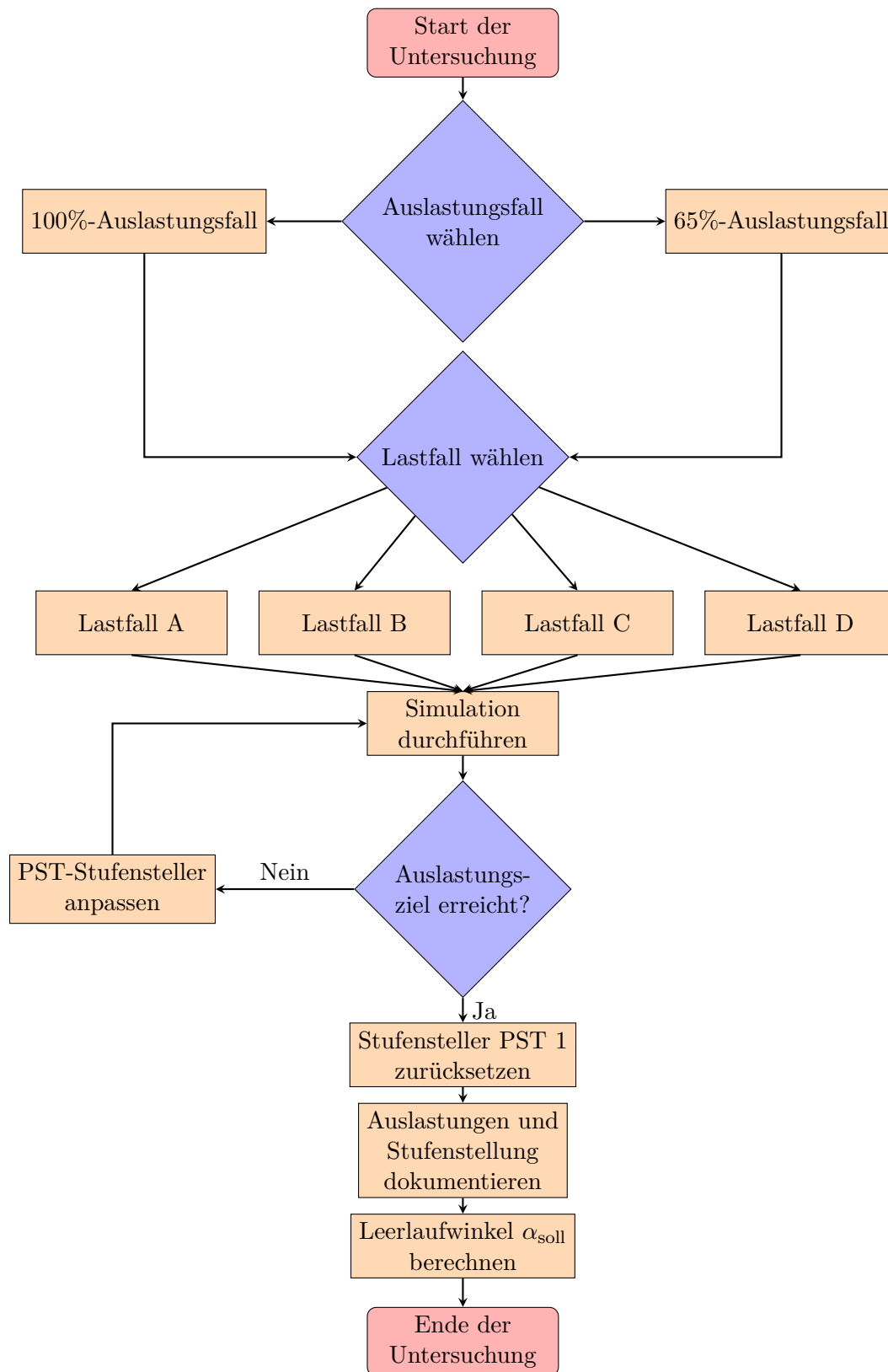


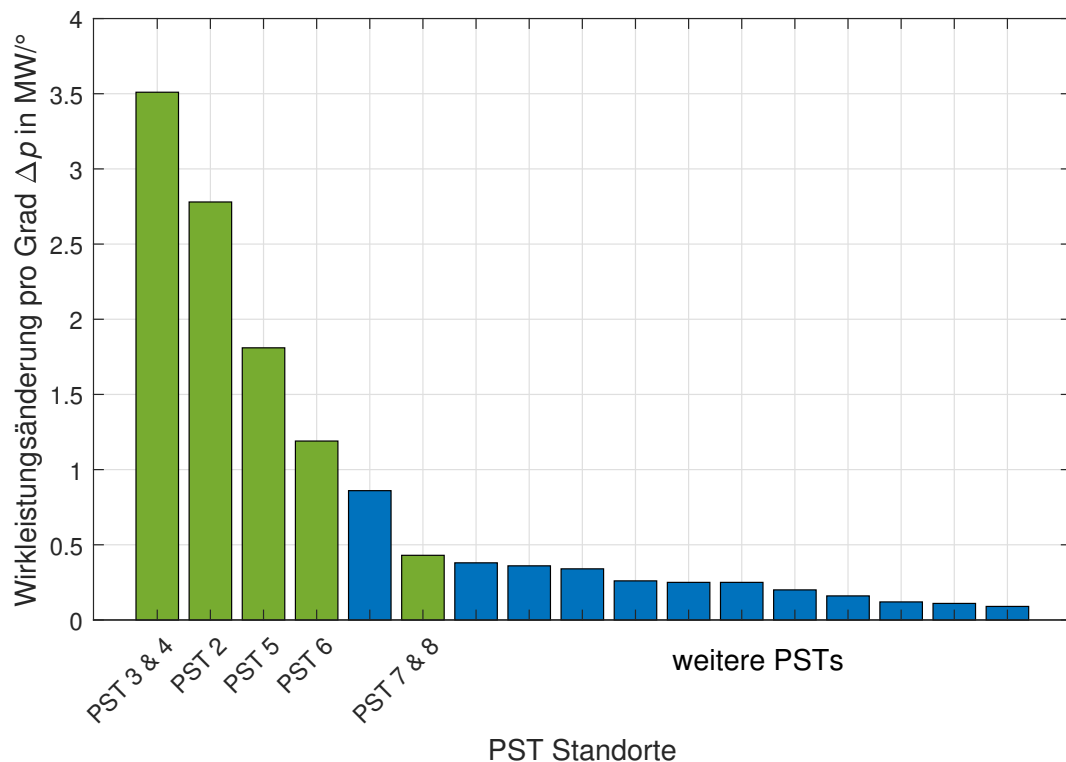
Abbildung 3.6: Flussdiagramm der 100%- und 65%-Auslastungsfälle

## 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

### 4.1 Netzausbauzustand 2027

#### 4.1.1 Identifikation der elektrisch relevanten Region

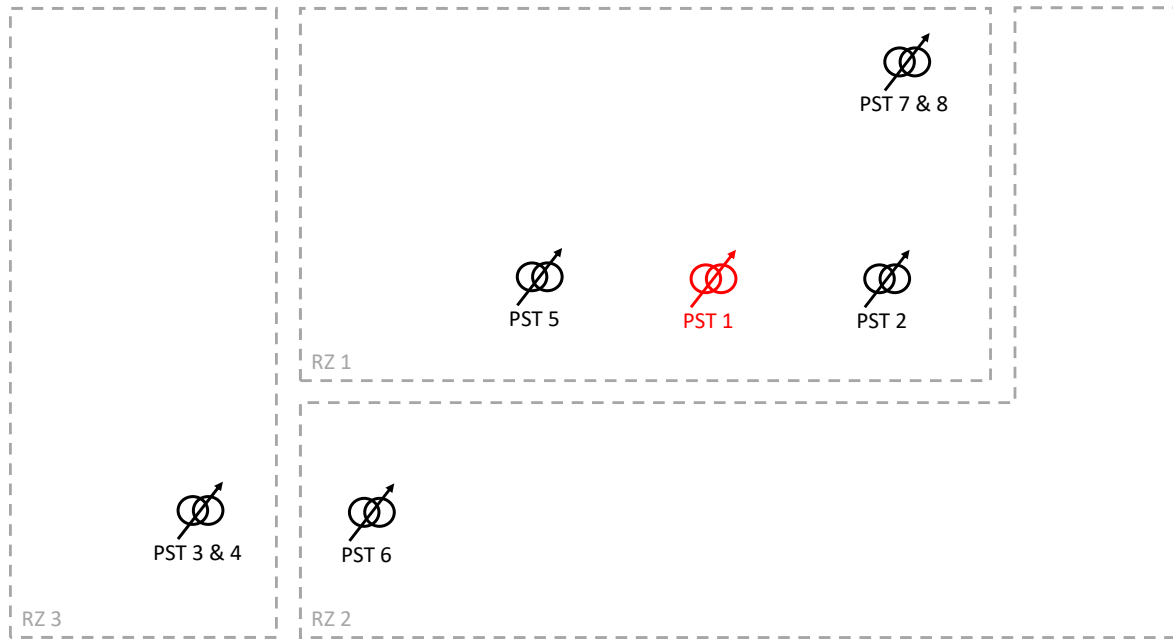
Im Rahmen der Voruntersuchung wird eine dimensionierungsrelevante Region identifiziert. Zunächst erfolgt eine Analyse der Wirkleistungsänderung pro Grad der Phasenschiebertransformatoren im Netz auf Leitung 1. Der Ablauf dieser Untersuchung ist bereits in Abbildung 3.5 beschrieben und dargestellt. In Abbildung 4.1 sind die PSTs nach der resultierenden Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  der Größe nach sortiert. PSTs mit geringerer Wirkleistungsänderung pro Grad werden in dieser Abbildung nicht berücksichtigt.



**Abbildung 4.1:** Wirkleistungsänderung pro Grad der PSTs im Netzmodell auf der Leitung 1

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

PST 1 bewirkt auf Leitung 1 eine Wirkleistungsänderung von  $17,2 \text{ MW}/^\circ$ , was mindestens das Fünffache des Wertes jedes anderen PSTs im Netz beträgt. Aus diesem Grund wird er in der Abbildung nicht dargestellt, um eine starke Verzerrung der Y-Achse zu vermeiden. In Abbildung 4.1 sind die Phasenschiebertransformatoren grün markiert, die als dimensionierungsrelevant für PST 1 identifiziert werden. Zur Reduzierung der Komplexität der Untersuchung legt man eine Grenze von etwa  $1 \text{ MW}/^\circ$  fest. Dadurch verbleiben fünf PSTs, die in der folgenden Analyse berücksichtigt werden. Diese werden im weiteren Verlauf der Arbeit als dimensionierungsrelevante PSTs bezeichnet. In Abbildung 4.2 sind die ausgewählten PSTs schematisch dargestellt.



**Abbildung 4.2:** Schematische Darstellung der dimensionierungsrelevanten PSTs

Aufgrund ihrer geografischen Nähe und ihrer Positionierung an einer grenzüberschreitenden Leitung von Regelzone 1 nach Regelzone 2 werden auch die beiden PSTs 7 & 8 näher betrachtet. An den Standorten von PST 3 & 4 sowie PST 7 & 8 sind jeweils zwei Phasenschiebertransformatoren vorhanden, die parallel geschaltet und synchron geregelt werden. Diese Transformatoren werden stets simultan und auf dieselben Stufen eingestellt. Insgesamt sind somit acht Phasenschiebertransformatoren an sechs verschiedenen Standorten im Ausbauzustand 2027 zu berücksichtigen.

Da Leitung 1 eine Verbindung von Regelzone 1 nach Regelzone 2 darstellt, sind sowohl die Grenzregion als auch die übrigen grenzüberschreitenden Leitungen der Regelzonengrenze 1/2 von besonderer Bedeutung. Die PSTs 2, 5 und 7 & 8 befinden sich an der Regelzonengrenze 1/2. Der Phasenschiebertransformator 6 sowie die PSTs 3 & 4 liegen an der Regelzonengrenze 2/3. In Tabelle 4.1 sind die genannten Phasenschiebertransformatoren und ihre wichtigsten Spezifikationen gesammelt dargestellt.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

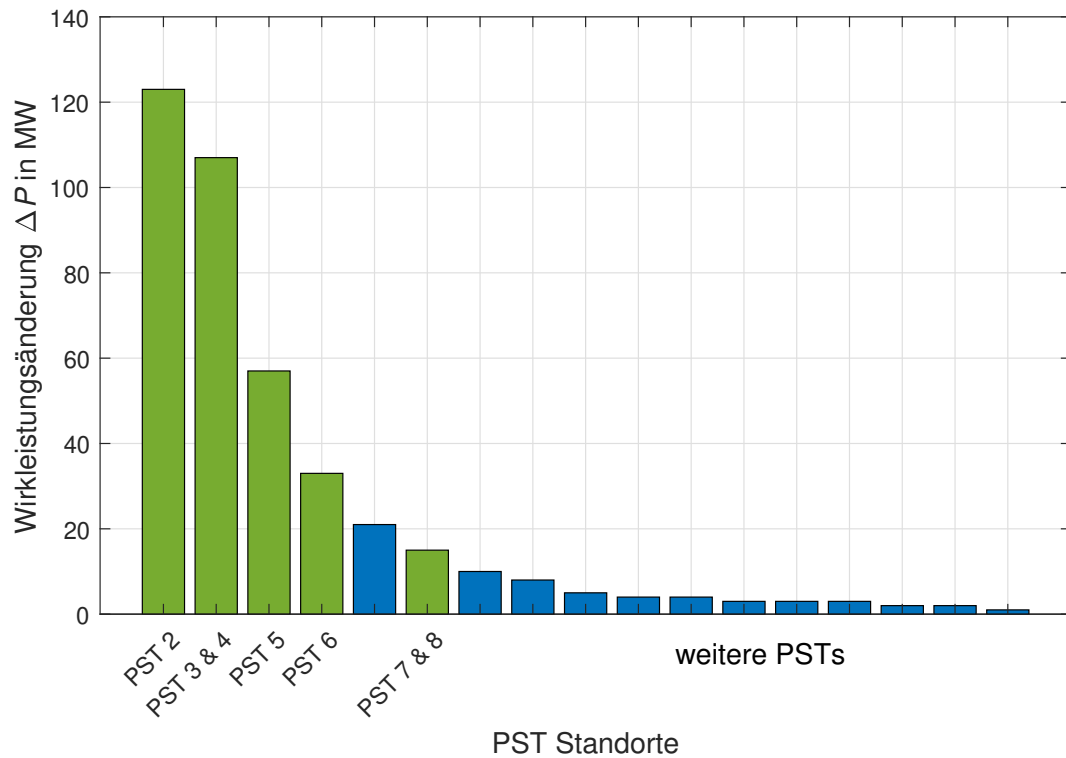
**Tabelle 4.1:** Technische Daten der relevanten Phasenschiebertransformatoren

PST	Bemessungs- scheinleistung	Nenn- spannung	Typ	Zusatz- spannung	min. Stufe	Mittel- stellung	max. Stufe	Kurzschluss- spannung
-	$S$	$U$	-	$\Delta u$	$n_{\min}$	$n_0$	$n_{\max}$	$u_k$
-	MVA	kV	-	%	-	-	-	%
PST 1	300	232	sym. PST					13,5
PST 2	300	232	sym. PST	3,6	-32	0	32	13,2
PST 3	600	400	sym. PST	2,3	-32	0	32	18,4
PST 4	600	400	sym. PST	2,3	-32	0	32	18,4
PST 5	160	132	asym. PST	4,1	-17	0	17	8,0
PST 6	680	232	sym. PST	3,9	1	17	33	10,0
PST 7	225	232	sym. PST	4,3	-16	0	16	4,1
PST 8	225	232	sym. PST	4,3	-16	0	16	4,1

PST 1 wird mit seinen Ausgangsspezifikationen und den bereits festgelegten technischen Daten in der Tabelle aufgeführt. Die Parameter, die im weiteren Verlauf der Arbeit noch ermittelt werden, bleiben vorerst frei. Die Kurzschlussspannung  $u_k$  wird auf 13,5 % festgelegt. Dieser Wert wird gewählt, da an PST-Standorten mit ähnlichem Aufbau ebenfalls PSTs Kurzschlussspannungen dieser Größenordnung installiert wurden.

Die untersuchten PSTs unterscheiden sich in der Anzahl der Stufen des Stufenstellers, der Höhe der Zusatzspannung pro Stufe, ihrer Bemessungsscheinleistung, der Spannungsebene sowie im Typ des PSTs (asymmetrischer oder symmetrischer PST). Aufgrund dieser Unterschiede variiert die maximale Aussteuerbarkeit (maximaler Winkel) und damit einhergehend der Einfluss auf den Lastfluss von Leitung 1. In Abbildung 4.3 sind diese nach ihrer maximalen Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  geordnet dargestellt.





**Abbildung 4.3:** Maximale Wirkleistungsänderung auf der Leitung 1

PST 3 und PST 4 verursachen die größte Wirkleistungsänderung pro Grad auf Leitung 1, wie in Abbildung 4.1 dargestellt. Die größte maximale Wirkleistungsänderung auf Leitung 1 wird jedoch von PST 2 verursacht. Dies bedeutet, dass der maximale erzeugbare Winkel von PST 2 größer ist als der von PST 3 und PST 4. Daher hat PST 2 bei maximaler Aussteuerung den größten Einfluss auf den Zweig von PST 1 und Leitung 1.

Durch den Einsatz von PST 1 ist eine gesamte Wirkleistungsänderung von 610 MW auf Leitung 1 möglich. Dieses Ergebnis wurde mit vorläufig angenommenen Parametern erzielt und dient zunächst nur als Richtwert. Für diese Auswertung wurde der zu dimensionierende PST als symmetrischer Phasenschieber modelliert, mit einer prozentualen Zusatzspannung des Stufenstellers von  $\Delta u = 3\%$  sowie 32 Stufen in positiver und negativer Richtung.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird auch das Regelvermögen der PSTs analysiert. Zur Identifikation der relevanten Region werden, wie in Abbildung 3.5 dargestellt, vier DC-Lastflusssimulationen durchgeführt. Aus den Ergebnissen dieser Simulationen lassen sich die Regelparameter der PSTs ableiten, die in Tabelle 4.2 dargestellt sind. Dargelegt werden die selben Parameter wie in Kapitel 3.3 für PST 1.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

**Tabelle 4.2:** Regelvermögen der dimensionierungsrelevanten Phasenschiebertransformatoren

PST	$\alpha_{LL}$	$\alpha_{bel}$	$\alpha_0$	$\alpha_{max}$	$\alpha_{min}$
-	°	°	°	°	°
PST 1	$\pm 51,3$	$\pm 35,6$	7,7	43,3	-27,8
PST 2	$\pm 59,9$	$\pm 38,3$	7,5	51,3	-36,3
PST 3&4	$\pm 40,4$	$\pm 30,4$	10,5	-19,9	40,9
PST 5	$\pm 34,9$	$\pm 31,3$	-4,6	-35,8	26,7
PST 6	$\pm 34,7$	$\pm 29,1$	5,7	-22,3	35,8
PST 7 & 8	$\pm 38,0$	$\pm 30,8$	-2,4	-36,9	24,7

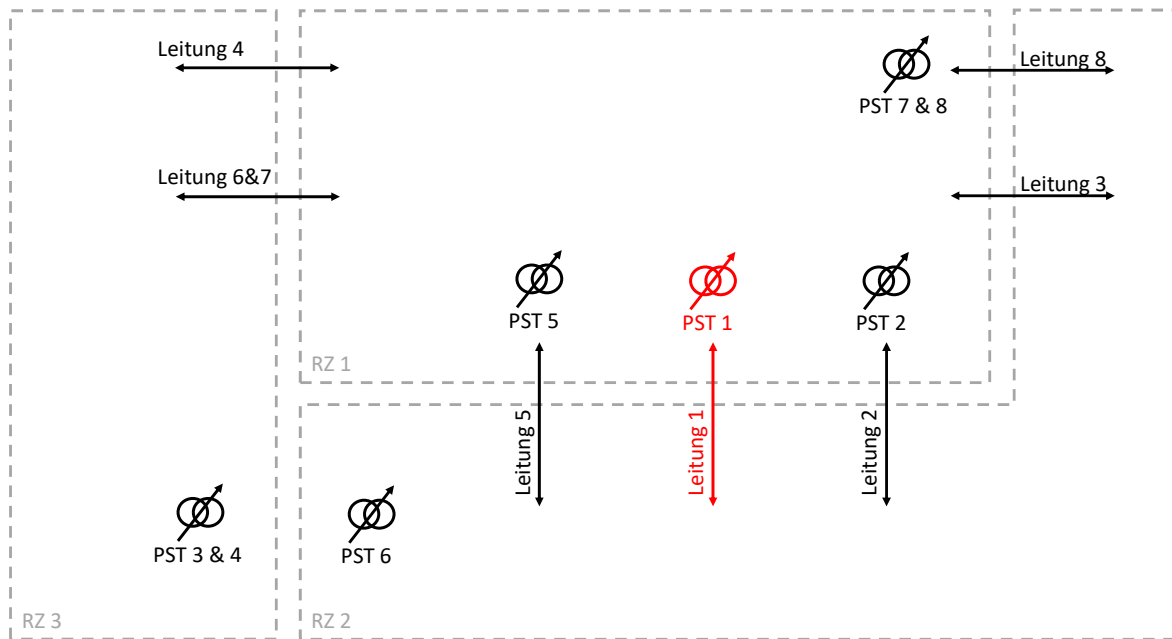
Die Region wurde bereits auf 3 Regelzonen und 6 verschiedene Phasenschiebertransformator-Standorte begrenzt. Nun ist es wichtig, die Lastflüsse und deren Veränderungen nach PST-Einsatz zu analysieren. Dafür werden weitere parallele grenzüberschreitende Leitungen zu Leitung 1 in die Betrachtung miteinbezogen. Es handelt sich um alle Verbindungsleitungen von Regelzone 1 nach Regelzone 2 und Regelzone 3. Leitungen innerhalb der Regelzonen werden nicht näher betrachtet, da der Hauptfokus auf der Lastflusssteuerung der grenzüberschreitenden Leitungen aufgrund des PST-Einsatzes liegt. In Tabelle 4.3 sind die technischen Daten dieser Leitungen gesammelt dargestellt.

**Tabelle 4.3:** Technische Daten der relevanten Verbindungsleitungen

Bezeichnung	Nenn-Spannung	maximaler Dauerstrom	thermische Grenzleistung	Regelzonen-grenze
-	$U$	$I$	$P_{therm}$	-
-	kV	kA	MW	-
Leitung 1	220	0,80	305	1/2
Leitung 2	220	0,75	286	1/2
Leitung 3	110	0,69	132	1/2
Leitung 4	220	0,92	351	1/3
Leitung 5	132	0,48	110	1/2
Leitung 6	380	1,92	1264	1/3
Leitung 7	380	1,92	1264	1/3
Leitung 8	220	1,13	432	1/2

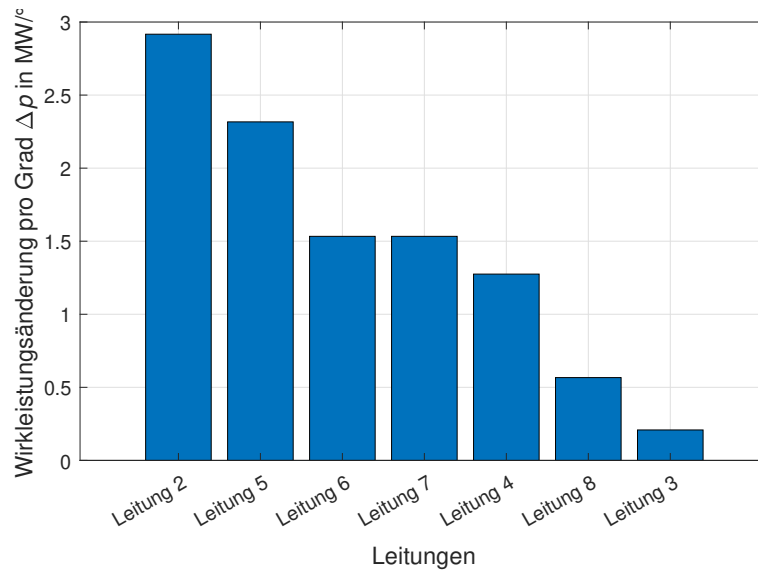
In Abbildung 4.4 ist die gesamte dimensionierungsrelevante Region dargestellt. Sie umfasst 3 Regelzonen, 8 Phasenschiebertransformatoren an 6 Standorten, sowie 8 grenzüberschreitende Verbindungsleitungen. Bei den Leitungen 6 & 7 handelt es sich um eine Doppelleitung. Dabei werden zwei parallel verlaufende Systeme auf derselben Trasse geführt. Durch die Betrachtung und Analyse dieser Region sollte es möglich sein, Mindestkriterien zur Dimensionierung von PST 1 festzulegen.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung



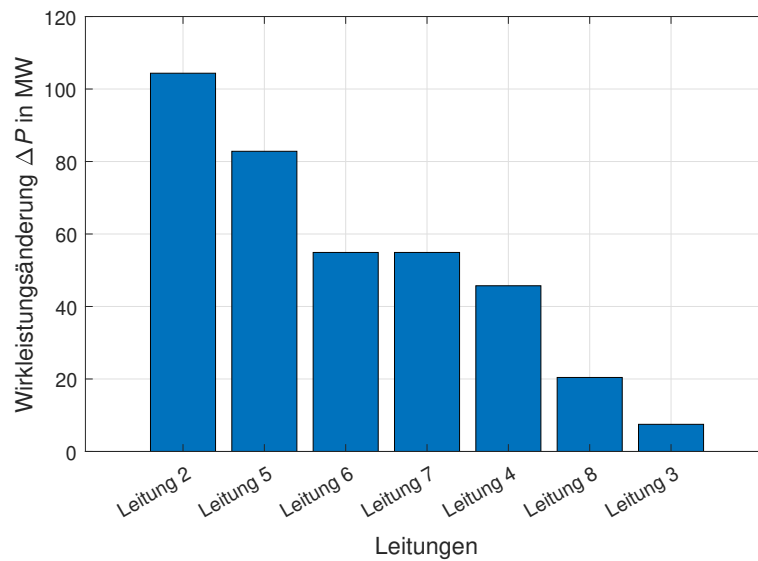
**Abbildung 4.4:** Schematische Darstellung der gesamten dimensionierungsrelevanten Region

In den Abbildungen 4.5 und 4.6 ist dargestellt, wie stark der Lastfluss der grenzüberschreitenden Leitungen aufgrund des Einsatzes von PST 1 beeinflusst werden kann. Die Wirkleistungsänderung pro Grad und die maximale Wirkleistungsänderung sind abgebildet. Für diese Auswertung werden für PST 1 dieselben Parameter wie im vorherigen Kapitel angenommen.



**Abbildung 4.5:** Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  auf den grenzüberschreitenden Leitungen aufgrund des Einsatzes von PST 1

## 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung



**Abbildung 4.6:** Maximale Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  auf den grenzüberschreitenden Leitungen aufgrund des Einsatzes von PST 1

### 4.1.2 Analyse der Sensitivitätsfaktoren

#### PTDF

Die Untersuchung des Power Transfer Distribution Factors wurde in eine überregionale und eine regionale Betrachtung unterteilt. Tabelle 4.4 zeigt die Ergebnisse der überregionalen PTDF-Analyse und gibt an, wie sich eine Veränderung von Einspeisung und Last prozentual auf die Wirkleistungsflüsse an den Regelzonengrenzen 1/2 und 1/3 sowie auf die Leitung 1 verteilt.

**Tabelle 4.4:** Überregionaler PTDF

Einspeisung	Last	RZG 1/2	RZG 1/3	Leitung 1
		%	%	%
RZ 1	RZ 2	19,7	14,7	5,3
RZ 2	RZ 1	20,6	15,0	5,6
RZ 1	RZ 3	6,0	50,5	2,3
RZ 3	RZ 1	6,6	52,7	2,5

Bei einer gleichmäßigen Erhöhung der Einspeisung um 100 MW in Regelzone 1 und einer entsprechend gleich hohen Laststeigerung in Regelzone 2 gibt der PTDF die prozentuale Verteilung der Lastflussänderung über die Leitungen bzw. Regelzonengrenzen an. Dabei verteilen sich 19,7 % der 100 MW auf die RZG 1/2 und 14,7 % auf die RZG 1/3. Leitung 1 ist Teil der RZG 1/2 und übernimmt 5,3 % der gesamten 19,7 % von RZG 1/2. Die geringen Unterschiede beim Invertieren der Einspeise- und Laständerung der Regelzonen resultieren aus den unterschiedlichen Positionierungen der skalierten Generatoren und Lasten.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

Die Ergebnisse aus Tabelle 4.4 zeigen, dass bei der Bestimmung des PTDF zwischen Regelzone 1 und 2 lediglich etwa 5 % mehr Leistung über die Regelzongrenze 1/2 als über die RZG 1/3 übertragen wird. Im Vergleich dazu ist der Unterschied beim PTDF zwischen Regelzone 1 und 3 deutlich größer. Hier werden über 50 % der Lastflussänderung über die RZG 1/3 übertragen, während der Anteil über die RZG 1/2 nur 6 % ausmacht. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die Übertragungskapazitäten zwischen Regelzone 1 und 3 höher sind als die zwischen Regelzone 1 und 2. Addiert man die thermischen Grenzleistungen der Leitungen auf, ergibt sich an der RZG 1/3 eine Übertragungskapazität von 2880 MW und an der RZG 1/2 von 1265 MW.

In der regionalen Betrachtung werden Einspeise- und Laständerungen ausschließlich in der Umgebung von Leitung 1 analysiert. Dementsprechend wird in dieser Analyse auch nur der PTDF für Leitung 1 angegeben, um die spezifischen Auswirkungen lokaler Leistungsänderungen auf diese Leitung zu verdeutlichen. Es werden unter anderem zwei große Pumpspeicherkraftwerke (PSKW), wichtige Umspannwerke (UW) der 220 kV- und 380 kV-Versorgung in der Nähe von Leitung 1 sowie verteilte Einspeise- und Laständerungen an den Regelzongrenzen untersucht.

**Tabelle 4.5:** Regionaler PTDF

Einspeisung	Last	Leitung 1
		%
PSKW 1	RZG 1/2 (RZ 2)	19,2
PSKW 2	RZG 1/2 (RZ 2)	14,5
UW 1	RZG 1/2 (RZ 2)	10,6
UW 2	RZG 1/2 (RZ 2)	13,0
UW 3	RZG 1/2 (RZ 2)	12,7
RZG 1/2 (RZ 1)	RZG 1/2 (RZ 2)	14,3
RZG 1/2 (RZ 2)	RZG 1/2 (RZ 1)	14,9

In Tabelle 4.5 ist die regionale Untersuchung der PTDF dargestellt. Den größten Einfluss auf den Lastfluss über Leitung 1 hat das Pumpspeicherkraftwerk 1. Die gesamte Kraftwerksgruppe des PSKW 1 besitzt eine Engpassleistung von ca. 1400 MW. Im schlimmsten Fall könnte sich der Lastfluss über Leitung 1 durch das PSKW 1 um 270 MW verändern. In dieser Größenordnung liegt auch die thermische Grenzleistung  $P_{\text{therm}}$ , wodurch ein erheblicher Einfluss von PSKW 1 gegeben ist.

#### LODF

In Tabelle 4.6 ist der Line Outage Distribution Factor für den Ausbauzustand 2027 aller dimensionierungsrelevanten grenzüberschreitenden Leitungen dargestellt. In dieser Untersuchung befinden sich alle Phasenschiebertransformatoren in Mittelstellung.

**Tabelle 4.6:** LODF der betrachteten Leitungen

	LODF	maximale Auswirkung
	%	MW
Leitung 2	19,2	55
Leitung 3	5,2	7
Leitung 4	4,8	17
Leitung 5	43,2	47
Leitung 6 oder 7	1,2	15
Leitung 6 & 7	4,3	107
Leitung 8	2,8	12

Multipliziert man den LODF mit der maximalen möglichen Belastung der Leitung, erhält man die maximal aus dem Ausfall resultierende Zusatzbelastung für Leitung 1 und PST 1. Für die Doppelleitung 6 & 7 wurde sowohl der Ausfall eines Systems, als auch der Ausfall beider Systeme analysiert. Die Ergebnisse unterscheiden sich dabei deutlich, da beim Ausfall eines Systems der Großteil der übertragenen Wirkleistung von dem anderen System übernommen wird. Der Ausfall der Doppelleitung ergibt aufgrund der hohen Übertragungskapazität des Leitungszugs bei voller Auslastung die größte Lastflusssteigerung für Leitung 1. Eine Doppelleitung wird im N-1-sicheren Betrieb jedoch nur mit 65 % belastet, wodurch es beim Ausfall beider Leitungen nur zu einer Zusatzbelastung von ca. 70 MW für Leitung 1 kommt.

Den höchsten LODF weist Leitung 5 auf. Da es sich jedoch nur um eine 132 kV-Übertragungsleitung mit einer thermischen Grenzleistung von 110 MW handelt, führt sie im Vergleich zu Leitung 2 zu einer geringeren resultierenden absoluten Wirkleistungsänderung auf Leitung 1. Aufgrund der örtlichen und elektrischen Nähe von Leitung 2 bewirkt ein Ausfall dieser Leitung eine Lastflusssteigerung von 55 MW auf Leitung 1.

Die nachfolgende Untersuchung des 65%-Auslastungsfalls geht von einer entsprechenden Auslastung der Betriebsmittel aus. Im Falle eines Ausfalls von Leitung 2 ergibt sich für Leitung 1 folgende Auslastung:

$$P_{LT1} = 0,65 \cdot P_{LT1} + 0,65 \cdot LODF_{LT2} \cdot P_{LT2} = 0,65 \cdot 300 \text{ MW} + 0,65 \cdot 0,192 \cdot 286 \text{ MW} = 230 \text{ MW} \quad (4.1)$$

Es ergibt sich, dass nach dem Ausfall der Leitung mit der höchsten Auswirkung keine Überlastung (77 %) von Leitung 1 auftritt. Das bedeutet, die gewählte Grenze für den 65%-Auslastungsfall wird für die parallelen grenzüberschreitenden Leitungen sogar übererfüllt.

## PSDF

In Tabelle 4.7 ist die Phase Shifter Distribution Factor Matrix dargestellt. Sie zeigt für jeden PST die Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  in MW/° auf jeder betrachteten Leitung. Die PSDF-Matrix bleibt für einen bestimmten Netzausbauzustand konstant, sofern sich die

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

Impedanzverhältnisse im vermaschten Netz nicht ändern. Für Leitung 1 wurde die Wirkleistungsänderung pro Grad bereits bei der Identifikation der relevanten PSTs im Netz in Abbildung 4.1 veranschaulicht.

**Tabelle 4.7:** PSDF-Matrix

	LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
PST 1	-17,2	2,9	0,2	1,3	2,3	1,5	1,5	0,6
PST 2	2,8	-14,5	0,4	0,9	0,4	1,1	1,1	0,8
PST 3 & 4	3,5	2,4	0,4	-2,7	0,8	-5,0	-5,0	1,2
PST 5	-1,8	-0,4	0,0	-0,3	4,2	-0,3	-0,3	-0,1
PST 6	1,2	0,8	0,1	-1,1	0,3	-1,6	-1,6	0,4
PST 7 & 8	-0,4	-0,7	-0,3	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	15,7

In Kapitel 3.4.2 ist der grundsätzliche Aufbau der der PSDF-Matrix bereits dargelegt. Mithilfe der PSDF-Matrix ist es möglich, die Wirkleistungsänderungen auf den betrachteten Leitungen durch den Einsatz der Phasenschiebertransformatoren schnell abzuschätzen. Die Wirkleistungsänderung pro Grad ist für die Leitungen, die direkt mit dem PST verbunden sind, jeweils am größten. Auch das Vorzeichen von  $\Delta p$  ist bei diesen Leitungen anders. Das liegt daran, dass die durch den PST-Einsatz umverteilte Wirkleistung von der betroffenen Leitung sich zu Teilen auf die anderen Leitungen verschiebt.

Beträgt die übertragene Wirkleistung über PST 1 450 MW, kann mit Gleichung 3.8 der benötigte belastete Winkel bestimmt werden, um die Wirkleistung um 150 MW zu reduzieren.

$$\alpha_{\text{soll}} = \frac{450 \text{ MW} - 300 \text{ MW}}{17,2 \text{ MW/}^\circ} = 8,7^\circ \quad (4.2)$$

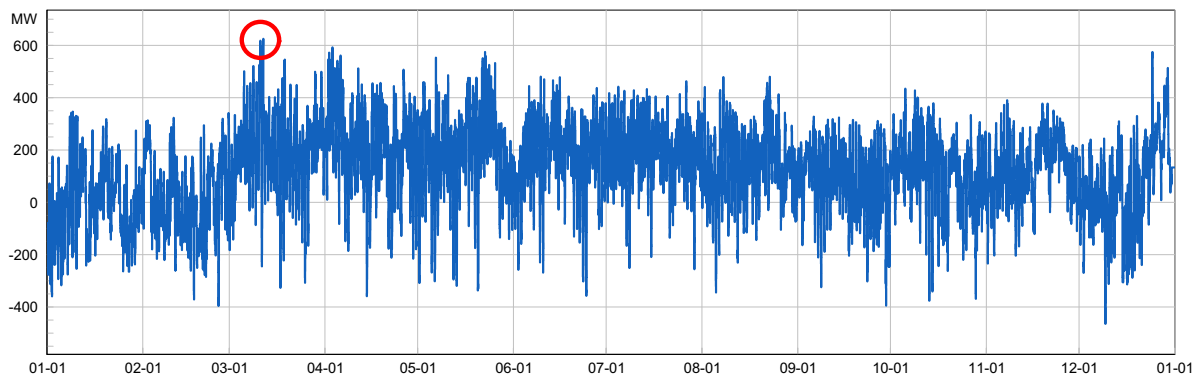
Erzeugt der PST eine Phasenverschiebung von  $8,7^\circ$ , lässt sich die daraus resultierende Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  auf den betrachteten Leitungen mithilfe der PSDF-Matrix berechnen.

$$\Delta P = \begin{pmatrix} \Delta p_{1,1} \\ \Delta p_{1,2} \\ \Delta p_{1,3} \\ \Delta p_{1,4} \\ \Delta p_{1,5} \\ \Delta p_{1,6} \\ \Delta p_{1,7} \\ \Delta p_{1,8} \end{pmatrix} \cdot \alpha_{\text{soll}} = \begin{pmatrix} -17,2 \\ 2,9 \\ 0,2 \\ 1,3 \\ 2,3 \\ 1,5 \\ 1,5 \\ 0,6 \end{pmatrix} \frac{\text{MW}}{^\circ} \cdot 8,7^\circ = \begin{pmatrix} -150 \\ 25,2 \\ 1,7 \\ 11,3 \\ 20,0 \\ 13,0 \\ 13,0 \\ 5,2 \end{pmatrix} \text{MW} \quad (4.3)$$

Die nachfolgenden Auslastungsfälle werden ausschließlich auf Basis von Simulationen ausgewertet. Mit der Kenntnis der PSDF-Matrix ist es möglich, die Lastfälle A und B auch rechnerisch zu lösen. Für die Lösung der Lastfälle C und D müsste die PSDF-Matrix um Spalten erweitert werden, die die Wirkung auf die PSTs 3, 4 und 6 berücksichtigen. Im aktuellen Stand werden nur die Zeilen berücksichtigt, die den Einfluss der PSTs 3, 4 und 6 auf die betrachteten Leitungen darstellen. Für die Berechnung der Lastfälle C und D ist jedoch auch der Einfluss aller PSTs auf die PSTs 3, 4 und 6 erforderlich.

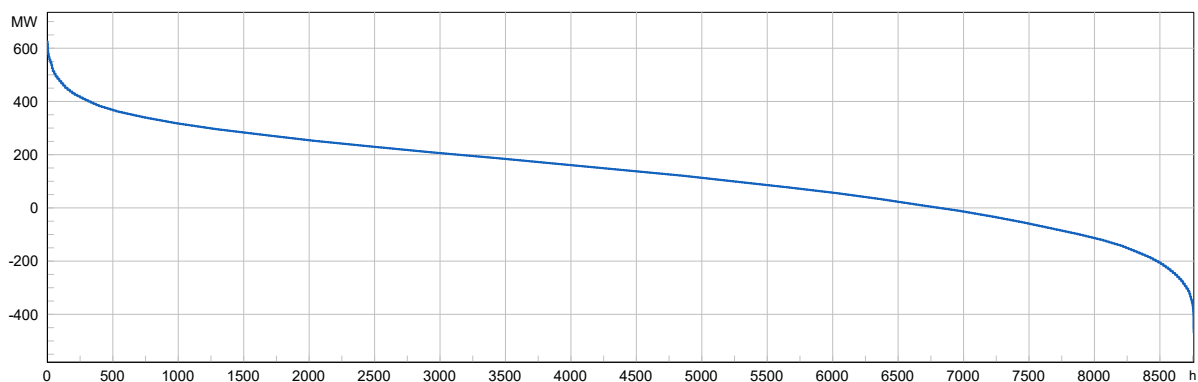
### 4.1.3 Szenario 1: Maximaler Exportlastfluss

Das erste Szenario für den Ausbauzustand 2027 wurde gewählt, um den Netznutzungsfall mit dem höchsten Exportlastfluss von Regelzone 1 nach Regelzone 2 über PST 1 und Leitung 1 zu analysieren. In Abbildung 4.7 ist die Auslastung von PST 1 über ein repräsentatives Jahr in MW dargestellt. Der PST ist im Durchschnitt über das repräsentative Jahr zu 62 % ausgelastet. Der maximale Exportlastfluss ist in der Abbildung durch einen roten Kreis markiert und repräsentiert die 1657. Stunde des Jahres. In diesem Netznutzungsfall werden 618 MW nach Regelzone 2 übertragen, was einer Auslastung des PSTs von 203 % entspricht.



**Abbildung 4.7:** Jahresauslastungszeitreihe PST 1 inklusive Darlegung des ausgewählten Netznutzungs-falles (1657)

In Abbildung 4.8 ist die Dauerkennlinie der Auslastung von PST 1 über die 8760 Stunden eines marktmodellbasierten repräsentativen Wetterjahres dargestellt. Die Kurve erreicht die Y-Achse bei 0 MW nach etwa 6700 Stunden. Dies bedeutet, dass in diesen 6700 Stunden Leistung von Regelzone 1 nach Regelzone 2 exportiert wird. In nur etwa 2000 Stunden des repräsentativen Jahres kommt es hingegen zu einem Import von Regelzone 2 nach Regelzone 1.



**Abbildung 4.8:** Dauerkennlinie der Auslastung von PST 1

In Tabelle 4.8 sind die Leitungsauslastungen für den NNF 1657 dargestellt, wenn sich alle PSTs in Mittelstellung befinden. Bis auf die Leitungen 3 sowie 6 & 7 sind im Grundlastfluss bereits



#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

alle anderen Leitungen überlastet. Mit über 200 % Auslastung sind Leitung 1 und Leitung 2 sehr stark überlastet. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass sich in Regelzone 1 gerade sehr viele Pumpspeicherkraftwerke im Einsatz befinden. In Tabelle 4.9 ist der Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall des Netznutzungsfalles 1657 dargestellt. In Regelzone 1 werden in diesem Netznutzungsfall 5,3 GW exportiert. Rund 3/4 dieser Leistung werden in die Regelzonen 2 und 3 übertragen.

**Tabelle 4.8:** Leitungsauslastung in MW und % im Grundlastfall von NNF 1657

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	618	704	116	400	118	685	685	493
	%	203	246	88	114	108	54	54	114

**Tabelle 4.9:** Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall von NNF 1657

		RZG 1/2	RZG 1/3	RZG 2/3
Grundlastfall	MW	2049	1770	-1383
	%	162	61	74

#### 100%-Auslastungsfall

Die folgenden Untersuchungen ermitteln die benötigten Leerlaufwinkel, die der zu dimensionierende PST erreichen muss, um einen sicheren Betriebszustand unter Einhaltung eines 100% Auslastungszieles zu gewährleisten. In den Tabellen 4.10 und 4.11 sind die Leitungsauslastungen sowie die benötigten PST-Stufenstellungen dargestellt. Für Lastfall B und D wird in den Tabellen zwischen dem ausgeregelten Zustand und dem Zustand, nachdem PST 1 wieder auf Mittelstellung zurückgesetzt wurde, unterschieden.

In den Lastfällen A und B werden nur die PSTs an der RZG 1/2 geregelt. In den Lastfällen C und D wird nun auch die restlichen Phasenschiebertransformatoren, die aus der Identifikation der relevanten Region hervorgegangen sind, in die Regelung einbezogen. Das bedeutet, dass die PSTs 3, 4 und 6, die sich an der RZG 2/3 befinden, nun ebenfalls berücksichtigt werden. Gemäß betrieblichen Daten wird ein Lastfluss von RZ 3 nach RZ 2 bevorzugt. Daher werden die jeweiligen PSTs so gesteuert, dass die Verbindungsleitungen zu 100 % in Richtung Regelzone 2 ausgelastet sind. Falls im aktuellen Marktfluss eine Leistungsübertragung von RZ 2 nach RZ 3 vorgesehen ist, werden die PSTs so geregelt, dass der Leistungsaustausch zwischen den beiden Regelzonen auf ein Minimum reduziert wird.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

**Tabelle 4.10:** Leitungsauslastungen von Szenario 1 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	618	704	116	400	118	685	685	493
	%	203	246	89	114	108	54	54	114
Lastfall A	MW	716	271	130	431	105	722	722	409
	%	235	95	98	123	96	57	57	95
Lastfall B	MW	289	274	138	476	107	775	775	431
	%	95	96	105	136	98	61	61	100
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	759	201	132	440	43	732	732	415
	%	249	70	100	126	39	58	58	96
Lastfall C	MW	661	282	124	465	102	779	779	392
	%	217	99	94	133	93	62	62	91
Lastfall D	MW	297	281	133	497	106	812	812	416
	%	97	98	101	142	96	64	64	96
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	712	215	127	465	49	774	774	401
	%	234	75	97	133	45	61	61	93

**Tabelle 4.11:** PST-Stufenstellungen von Szenario 1 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

		PST 1	PST 2	PST 3&4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	20	0	3	17	-3	3
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	24	24	0	11	17	-3	3
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	24	0	11	17	-3	3
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	18	7	2	26	-3	3
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	21	22	5	9	24	-3	3
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	22	5	9	24	-3	3

Aus den Auslastungen von Leitung 1, die sich aus den verschiedenen Lastfällen ergeben, kann der benötigte Leerlaufwinkel im vermaschten Netz berechnet werden. Bei einem Lastfluss von 300 MW über PST 1 ergibt sich eine Winkeländerung von  $7,7^\circ$  aufgrund der Reaktanz des PSTs. Mithilfe von Gleichung 3.10 kann dieser Winkeländerung auf die Auslastung  $P_{\text{LT1}}$  korrigiert werden. Die Bezeichnungen der benötigten Leerlaufwinkel  $\alpha_{\text{soll}}$  ergeben sich aus den jeweiligen untersuchten Lastfällen und sind in Tabelle 4.12 eindeutig zugeordnet.

$$\alpha_{\text{soll,G1}} = \frac{618 \text{ MW} - 300 \text{ MW}}{17,2 \text{ MW}/^\circ} + \frac{7,7^\circ \cdot 618 \text{ MW}}{300 \text{ MW}} - 7,7^\circ = 26,7^\circ \quad (4.4)$$

Es kann überprüft werden, ob die resultierende Auslastung nach dem Zurücksetzen auf Mittelstellung zu den korrekten benötigten Leerlaufwinkeln führt. Anhand des berechneten Winkels soll auf die Stufenstellung geschlossen werden.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

$$\alpha_{\text{soll},B1} = \frac{759 \text{ MW} - 300 \text{ MW}}{17,2 \text{ MW}/^\circ} + \frac{7,7^\circ \cdot 759 \text{ MW}}{300 \text{ MW}} - 7,7^\circ = 38,5^\circ \quad (4.5)$$

Gleichung 3.2 wird nach der Stufenstellung  $n_{\text{soll}}$  umgeformt und das Ergebnis aufgerundet. Mithilfe des benötigten Leerlaufwinkels kann die Stufenstellung wie folgt berechnet werden:

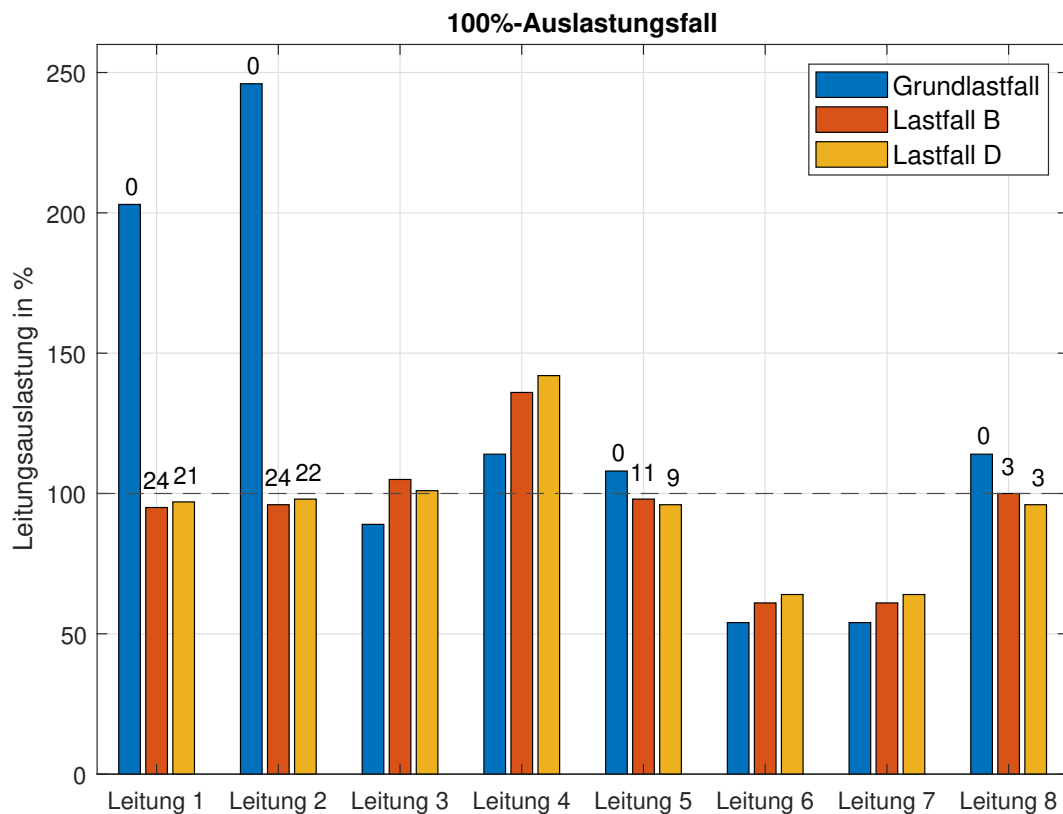
$$n_{\text{soll}} = \frac{2 \cdot \tan\left(\frac{\alpha_{\text{soll},B1}}{2}\right)}{\Delta u} = \frac{2 \cdot \tan\left(\frac{38,5^\circ}{2}\right)}{0,03} = 24 \quad (4.6)$$

Das Ergebnis der Berechnung stimmt mit dem der Simulation überein. Es zeigt sich, dass das Ablesen der Auslastung nach dem Zurücksetzen auf Mittelstellung zur Bestimmung des Leerlaufwinkels für alle Fälle als korrekt betrachtet werden kann. Die Ergebnisse der berechneten Leerlaufwinkel sowie die daraus resultierende Wirkleistungsänderung  $\Delta P_{LT1}$  auf Leitung 1 sind in Tabelle 4.12 dargestellt.

**Tabelle 4.12:** Ergebnisse von Szenario 1 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{soll}}$	$\Delta P_{LT1}$
		°	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{soll},G1}$	26,7	318
Lastfall A	$\alpha_{\text{soll},A1}$	34,9	416
Lastfall B	$\alpha_{\text{soll},B1}$	38,5	459
Lastfall C	$\alpha_{\text{soll},C1}$	30,3	361
Lastfall D	$\alpha_{\text{soll},D1}$	34,5	412

In Abbildung 4.9 sind die Leitungsauslastungen im 100%-Auslastungsfall des maximalen Exportlastflusses dargestellt, wobei zusätzlich zum Grundlastfluss lediglich die Lastfälle B und D gezeigt werden. Über den Balken der Leitungen 1, 2, 5 und 8 sind die Stufenstellungen der zugehörigen PSTs angegeben. Dabei handelt es sich um die Lastfälle, in denen der PST 1 einbezogen wird. Das Diagramm zeigt deutlich, dass die Leitungen mit PST ihre Auslastung unter den gewünschten Wert begrenzen. Bei den Leitungen ohne lastflussteuernde Betriebsmittel steigt die Auslastung in den untersuchten Lastfällen hingegen über den gewünschten Wert an.



**Abbildung 4.9:** Leitungsauslastungen im 100%-Auslastungsfall bei maximalem Exportlastfluss

Im Grundlastfall sind Leitung 1 und Leitung 2 bereits stark ausgelastet. Es zeigt sich, dass PST 1 und PST 2 im Lastfall B bereits auf Stufe 24 eingestellt werden müssen. Alle bestehenden PSTs verfügen im 100%-Auslastungsfall weiterhin in allen Lastfällen über ausreichend verbleibende Aussteuerbarkeit, wie in Tabelle 4.11 ersichtlich. Erwähnenswert ist hierbei, dass es keine Möglichkeit gibt, den Lastfluss der Leitungen 3, 4, 6 und 7 direkt mit einem lastflussregelnden Bauteil zu beeinflussen. Hierbei zeigt sich, dass in Lastfall B die Leitungen 3 und 4 bereits überlastet sind.

Betrachtet man die erweiterte Region für Lastfall C und D, so zeigt sich, dass bei Mittelstellung aller PSTs ein Marktfluss von Regelzone 3 nach Regelzone 2 vorliegt. Es lässt sich feststellen, dass in diesem Szenario ein Lastfluss von ca. 75 % der Übertragungskapazität erreicht wird. Die Phasenschiebertransformatoren werden so geregelt, dass der Wirkleistungsfluss auf etwa 100 % der Kapazität erhöht wird. Zu beachten ist hierbei, dass die Regelung einmal ohne PST 1 und einmal mit der Regelung von PST 1 untersucht wird.

Es lässt sich feststellen, dass die Regelung an der Regelzonengrenze 2/3 das Lastflussszenario an der RZG 1/2 verbessert hat. Folglich ergibt sich, dass der benötigte Leerlaufwinkel von PST 1 verringert werden konnte. Für die RZG 1/3 wurde jedoch keine Verbesserung festgestellt. Anzumerken ist, dass im Lastfall D die Auslastung von Leitung 4 auf 142 % ansteigt. Ohne zusätzliche betriebliche Maßnahmen, wie beispielsweise Redispatch, ist ein sicherer Betrieb dieser Leitung nicht möglich.

**65%-Auslastungsfall**

Im 65%-Auslastungsfall werden dieselben Lastfälle für denselben Netznutzungsfall wie zuvor untersucht. Der einzige Unterschied besteht darin, dass sich die PSTs an der Regelzonengrenze 1/2 auf eine Auslastung von weniger als 65 % regeln.

**Tabelle 4.13:** Leitungsauslastungen von Szenario 1 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	618	704	116	400	118	685	685	493
	%	203	246	89	114	108	54	54	114
Lastfall A	MW	760	169	136	442	68	736	736	270
	%	249	59	103	126	62	58	58	63
Lastfall B	MW	196	185	147	499	91	803	803	261
	%	64	65	111	142	83	64	64	60
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	804	94	139	452	8	747	747	240
	%	264	33	105	129	7	59	59	56
Lastfall C	MW	709	178	130	474	65	789	789	255
	%	232	62	99	135	59	62	62	59
Lastfall D	MW	184	179	145	509	88	818	818	257
	%	60	62	110	145	80	65	65	60
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	792	87	137	463	5	762	762	237
	%	260	30	104	132	5	60	60	55

**Tabelle 4.14:** PST-Stufenstellungen von Szenario 1 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

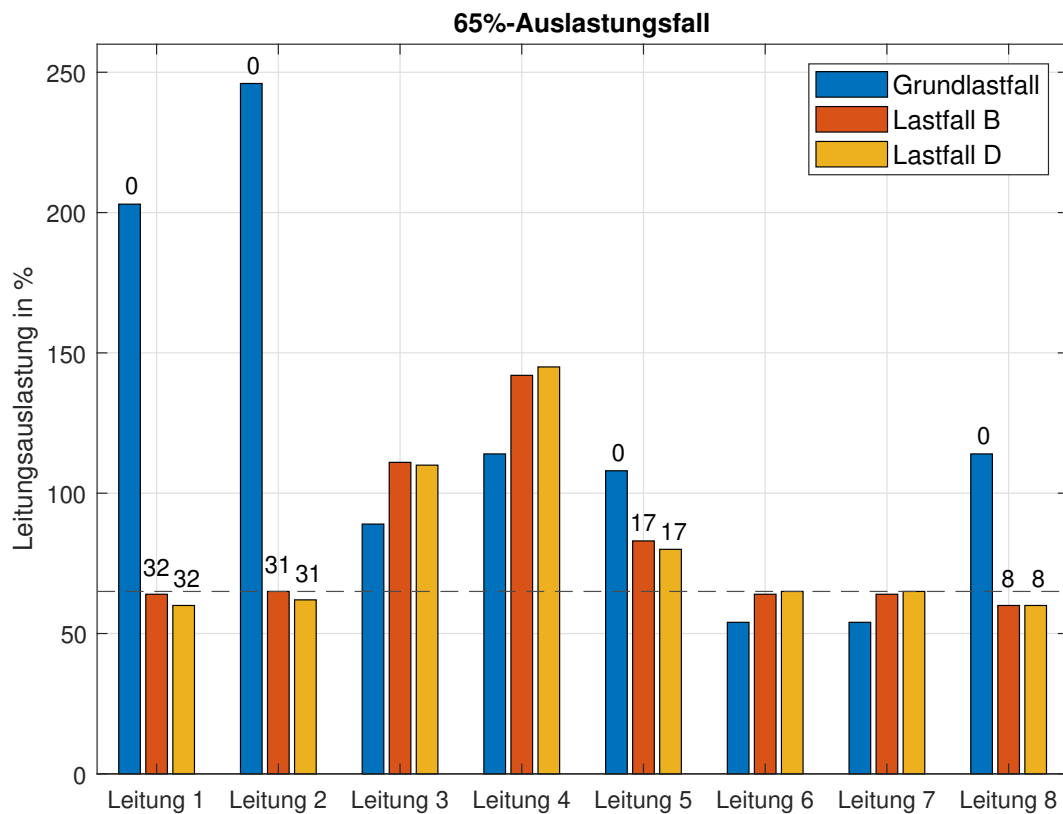
		PST 1	PST 2	PST 3& 4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	26	0	8	17	-7	7
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	32	31	0	17	17	-8	8
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	31	0	17	17	-8	8
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	24	6	7	26	-7	7
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	32	31	0	17	22	-8	8
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	31	0	17	22	-8	8

$$\alpha_{\text{soll,G2}} = \frac{618 \text{ MW} - 195 \text{ MW}}{17,2 \text{ MW}/^\circ} + \frac{5^\circ \cdot 618 \text{ MW}}{195 \text{ MW}} - 5^\circ = 35,4^\circ \quad (4.7)$$

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

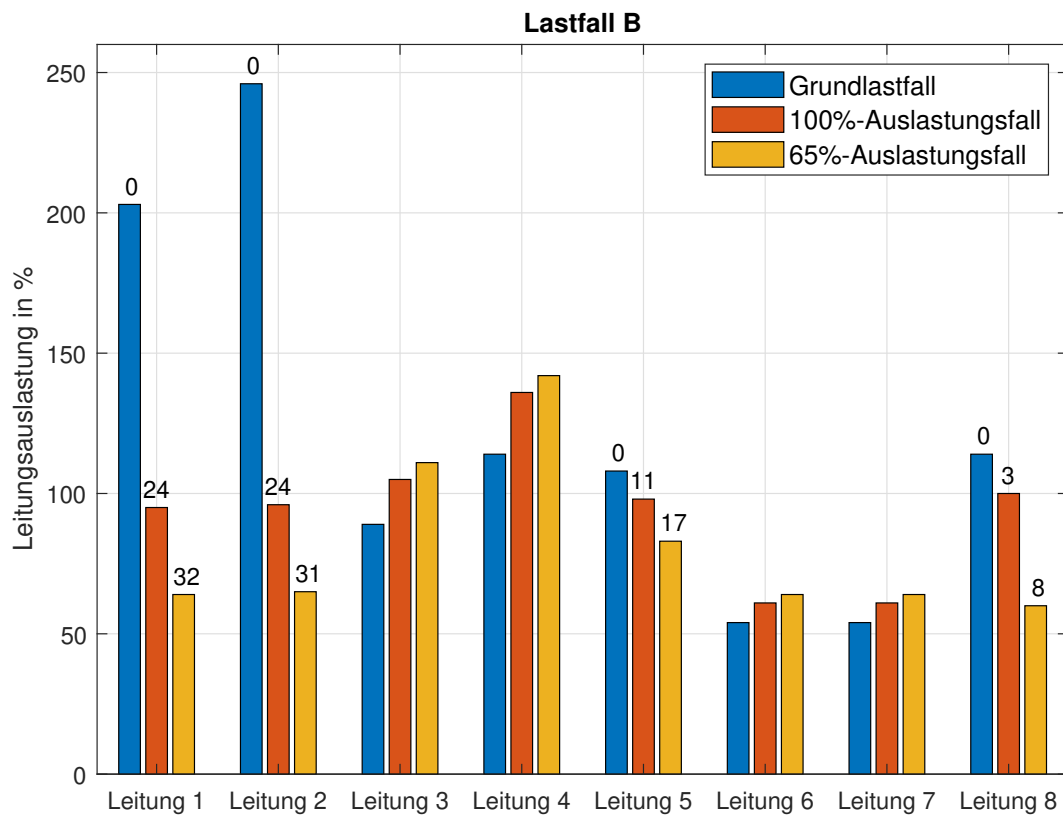
**Tabelle 4.15:** Ergebnisse von Szenario 1 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{soll}}$	$\Delta P_{\text{LT1}}$
		°	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{soll,G2}}$	35,4	423
Lastfall A	$\alpha_{\text{soll,A2}}$	47,3	565
Lastfall B	$\alpha_{\text{soll,B2}}$	51,0	609
Lastfall C	$\alpha_{\text{soll,C2}}$	43,1	514
Lastfall D	$\alpha_{\text{soll,D2}}$	50,0	597



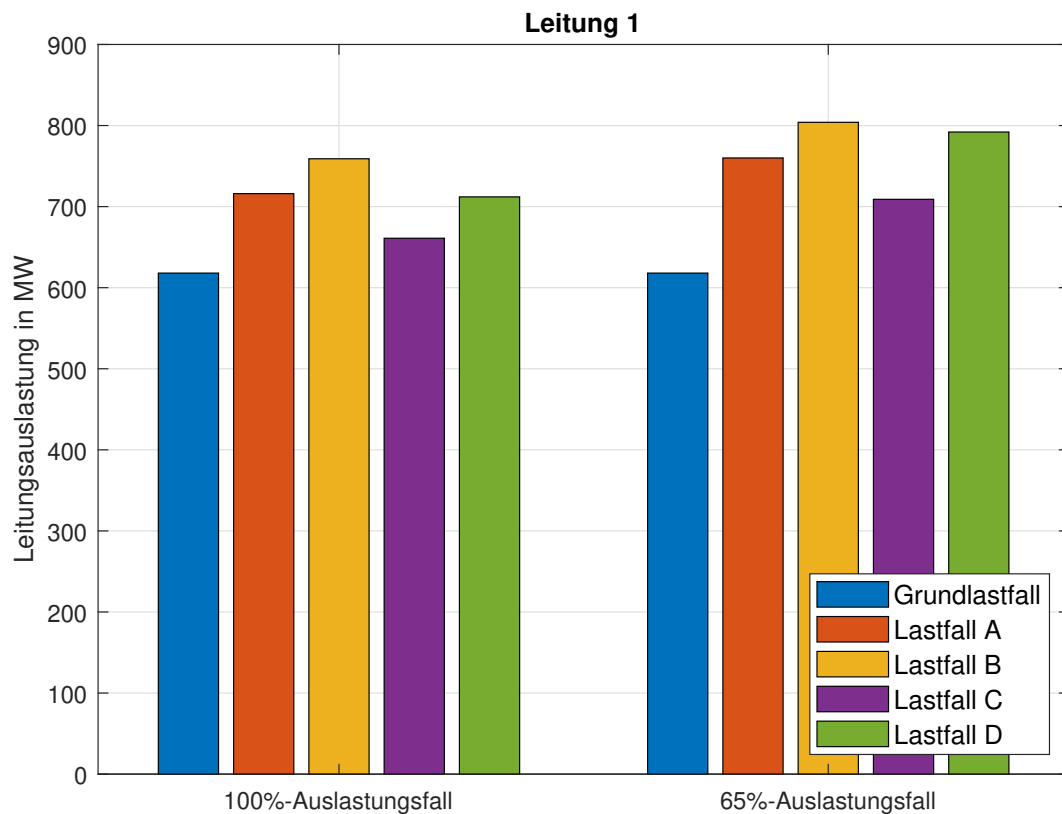
**Abbildung 4.10:** Leitungsauslastungen im 65%-Auslastungsfall bei maximalem Exportlastfluss

In Abbildung 4.10 sind die Leitungsauslastungen im 65%-Auslastungsfall des maximalen Exportlastflusses dargestellt. Es zeigt sich, dass in der Untersuchung des 65%-Auslastungsfalls einige Betriebsmittel bereits an ihre Grenzen stoßen. Die höchste Auslastung von Leitung 1 und PST 1 wird im Lastfall B erreicht. Dabei wird ein Lastfluss von 804 MW über Leitung 1 übertragen, was einer Auslastung von 264 % entspricht. Um den Lastfluss auf unter 195 MW zu begrenzen, ist ein Leerlaufwinkel von  $51^\circ$  erforderlich. PST 5 befindet sich bereits auf seiner maximalen Stufe und kann die übertragene Wirkleistung nicht unter 65 % begrenzen. Auch PST 2 ist bereits auf seiner vorletzten Stufe (Stufe 31). Wie aus den Daten hervorgeht, sind aufgrund der fehlenden Lastflussteuerbarkeit die Leitungen 3 und 4 in allen 65%-Auslastungsfällen überlastet. PST 7 und PST 8 sind hingegen erst zur Hälfte ausgeregelt und bieten daher noch ausreichend verbleibende Aussteuerbarkeit, um den Lastfluss über Leitung 8 zu begrenzen.



**Abbildung 4.11:** Leitungsauslastungen für Lastfall B bei maximalem Exportlastfluss

Im Szenario des maximalen Exportflusses erreicht Lastfall B die höchste Auslastung für Leitung 1 und PST 1. Abbildung 4.11 zeigt die Leitungsauslastungen für diesen Fall. Für jede Verbindungsleitung ist der Grundlastfall, der 100%-Auslastungsfall und der 65%-Auslastungsfall dargestellt. Es wird deutlich, dass durch das Begrenzen der Belastung einzelner Leitungen mithilfe von Phasenschiebertransformatoren die Auslastung der restlichen, nicht regelbaren Leitungen steigt. Leitung 3 und 4 überschreiten ihre thermische Grenzleistung, wodurch es zu unerlaubten Betriebszuständen kommt.



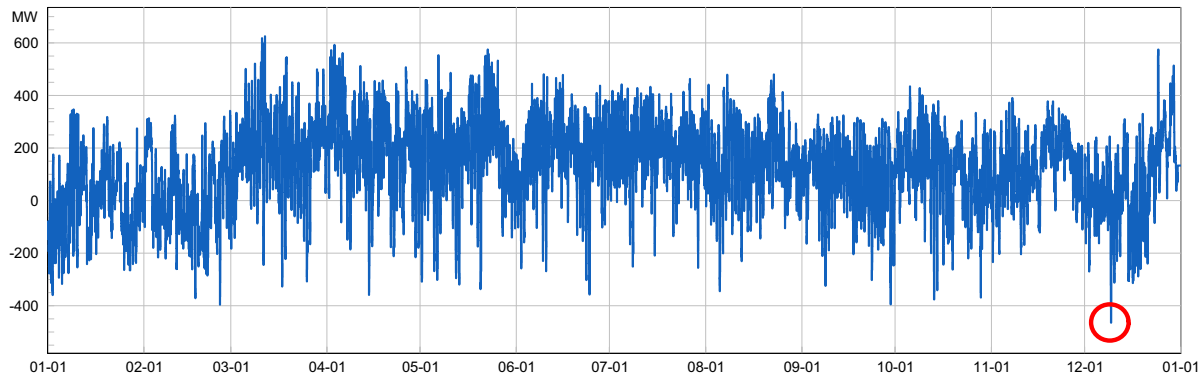
**Abbildung 4.12:** Auslastung von Leitung 1 in den unterschiedlichen Auslastungs- und Lastfällen bei maximalem Exportlastfluss

In Abbildung 4.12 ist die Auslastung von Leitung 1 in den unterschiedlichen Auslastungs- und Lastfällen bei maximalem Exportlastfluss dargestellt. Es zeigt sich, dass die übertragene Wirkleistung in allen Lastfällen im Vergleich zum Grundlastfall ansteigt. Anzumerken ist hierbei, dass unter Einbeziehung der PSTs an Regelzonengrenze 2/3 eine geringe Entlastung von Leitung 1 festgestellt werden kann. Im 65%-Auslastungsfall sind die erforderlichen Leerlaufwinkel von PST 1 jedoch um mindestens 30 % höher als im 100%-Auslastungsfall. Wie aus den Daten hervorgeht, führt die Berücksichtigung der PSTs an Regelzonengrenze 2/3 sogar zu einer Steigerung von 40 % von 100%- auf 65%-Auslastungsfall. Die Lastfälle A und B sowie C und D unterscheiden sich jeweils durch die Regelung von PST 1. Daraus lässt sich ableiten, dass die zusätzliche Regelung von PST 1 von Lastfall A auf Lastfall B eine geringere Auswirkung hat als von Lastfall C auf D. Die Anforderungen in diesen Fällen simulieren Worst-Case-Szenarien, die als Grundlage für die Dimensionierung von PST 1 dienen können.



#### 4.1.4 Szenario 2: Maximaler Importlastfluss

Das zweite Szenario stellt den Lastfluss mit dem höchsten Import über Leitung 1 dar. Im Netznutzungsfall 8221 wird über diese Leitung eine Wirkleistung von 471 MW in Richtung Regelzone 1 übertragen. In dieser Lastflusssituation kann RZ 1 ihre Leistungsbilanz nicht ausgleichen, wodurch insgesamt 4 GW aus anderen Ländern importiert werden. Die Hälfte dieser Leistung wird aus den Regelzonen 2 und 3 importiert. Der Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall ist in Tabelle 4.17 dargestellt.



**Abbildung 4.13:** Jahresauslastungszeitreihe PST 1 inklusive Darlegung des ausgewählten Netznutzungs-falles (8221)

In den nachfolgenden Tabellen sind die Leitungsauslastungen in MW negativ angegeben, da es sich um einen Wirkleistungsimport von Regelzone 2 nach Regelzone 1, sowie von Regelzone 3 nach Regelzone 1 handelt. Für die Berechnung der erforderlichen Leerlaufwinkel wird jedoch aufgrund der symmetrischen Aussteuerung des PSTs der Betrag der Wirkleistung verwendet. Im Grundlastfall dieses Szenarios kommt es lediglich auf Leitung 1 und Leitung 2 zu Überlastungen. Die übrigen Leitungen sind nur sehr gering ausgelastet.

**Tabelle 4.16:** Leitungsauslastung in MW und % im Grundlastfall von NNF 8221

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	-471	-510	-87	-140	-97	-257	-257	-149
	%	155	178	66	40	88	20	20	34

**Tabelle 4.17:** Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall von NNF 8221

		RZG 1/2	RZG 1/3	RZ 2/3
Grundlastfall	MW	-1314	-654	1217
	%	104	23	65

**100%-Auslastungsfall****Tabelle 4.18:** Leitungsauslastungen von Szenario 2 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

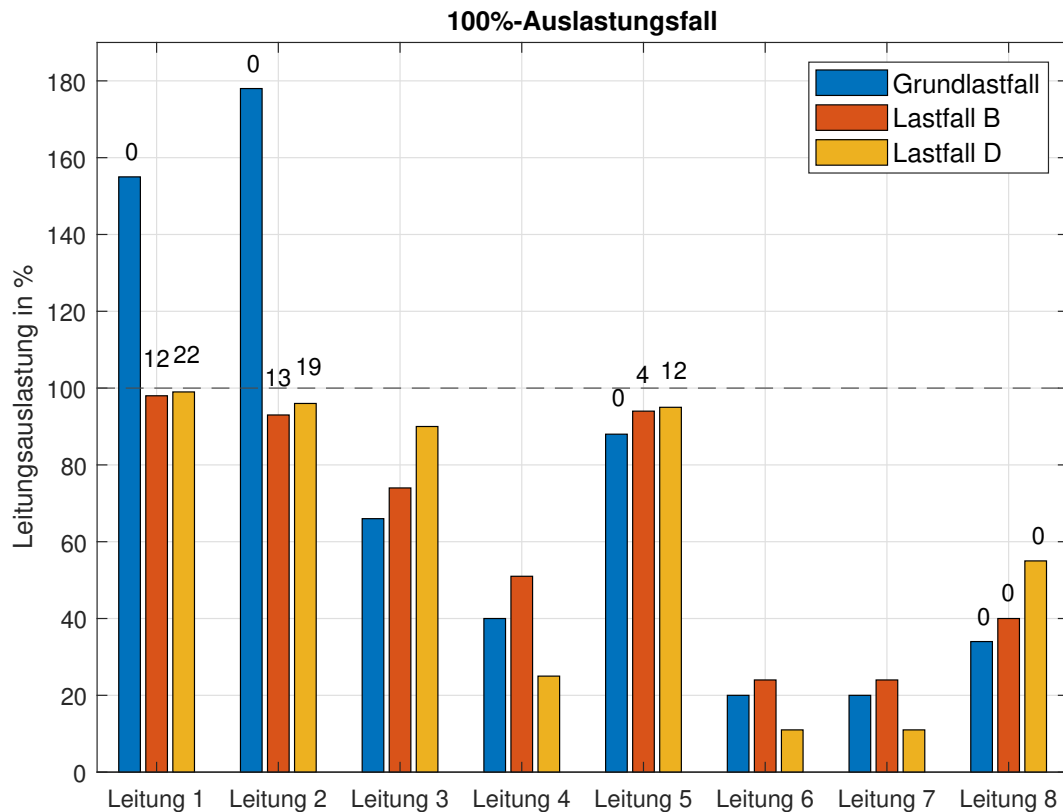
		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	-471	-510	-87	-140	-97	-257	-257	-149
	%	155	178	66	40	88	20	20	34
Lastfall A	MW	-518	-266	-93	-156	-104	-275	-275	-162
	%	170	93	71	44	95	22	22	38
Lastfall B	MW	-299	-266	-97	-179	-103	-303	-303	-174
	%	98	93	74	51	94	24	24	40
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	-541	-226	-94	-161	-70	-281	-281	-166
	%	178	79	72	46	64	22	22	38
Lastfall C	MW	-693	-279	-111	-46	-106	-83	-83	-216
	%	227	98	84	13	97	7	7	50
Lastfall D	MW	-302	-273	-119	-89	-104	-133	-133	-237
	%	99	96	90	25	95	11	11	55
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	-736	-203	-114	-56	-45	-94	-94	-222
	%	241	71	86	16	41	7	7	51

**Tabelle 4.19:** PST-Stufenstellungen von Szenario 2 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

		PST 1	PST 2	PST 3& 4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	-11	0	0	17	0	0
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	-12	-13	0	-4	17	0	0
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	-13	0	-4	17	0	0
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	-15	32	-4	33	0	0
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	-22	-19	32	-12	33	0	0
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	-19	32	-12	33	0	0

**Tabelle 4.20:** Ergebnisse von Szenario 2 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{soll}}$	$\Delta P_{\text{LT1}}$
		°	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{soll,G3}}$	14,3	171
Lastfall A	$\alpha_{\text{soll,A3}}$	18,3	218
Lastfall B	$\alpha_{\text{soll,B3}}$	20,2	241
Lastfall C	$\alpha_{\text{soll,C3}}$	32,9	393
Lastfall D	$\alpha_{\text{soll,D3}}$	36,5	436



**Abbildung 4.14:** Leitungsauslastungen im 100%-Auslastungsfall bei maximalem Importlastfluss

In Abbildung 4.14 sind die Leitungsauslastungen im 100%-Auslastungsfall des maximalen Importlastflusses dargestellt. Es zeigt sich, dass die im Grundlastfall überlasteten Leitungen durch den Einsatz von PSTs auf die gewünschte Auslastung begrenzt werden können. Anzumerken ist hierbei, dass auf den anderen Leitungen in diesem Szenario keine Überlastung auftritt.

In diesem Szenario besteht ein Marktfluss von Regelzone 2 nach Regelzone 3. Da gemäß den betrieblichen Vorgaben ein Wirkleistungsfluss von RZ 2 nach RZ 3 vermieden werden soll, wirken die PSTs 3, 4 und 6 dem Lastfluss entgegen. Durch das Aussteuern der PSTs auf die maximale Stufe wird der Lastfluss in Richtung RZ 3 auf unter 20 % reduziert.

Es lässt sich feststellen, dass die Minimierung des Lastflusses von RZ 2 nach RZ 3 auch den Lastfluss von RZ 1 nach RZ 3 verringert. Die Verbindungsleitungen 4,6 und 7 sind nahezu unbelastet. Daraus lässt sich ableiten, dass es sich beim Leistungsaustausch an der RZG 2/3 um Transitflüsse handelt. Die aus dem Handelsgeschäft entstehende übertragene Leistungsmenge zwischen RZ 1 und RZ 2 fließt teilweise über RZ 3 nach RZ 1. Dieses Vorgehen beeinflusst den Lastfluss von RZ 2 nach RZ 1 über die Verbindungsleitungen erheblich. Wie aus den Daten hervorgeht, führt dies auf Leitung 1 zu einer Erhöhung um beinahe 200 MW von Lastfall A und B auf Lastfall C und D, was eine Steigerung des erforderlichen Winkels um  $15^\circ$  zur Folge hat.

Leitung 8 kann in diesem Szenario immer eine Auslastung kleiner 65 % einhalten, sodass die Phasenschiebertransformatoren dort keine Stufenänderungen vornehmen müssen, um ihre Ausla-

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

stung zu begrenzen. Sollte es jedoch zu Überlastungen bei PST 1 kommen, könnte ein Teil des Lastflusses über Leitung 8 umgeleitet werden.

##### 65%-Auslastungsfall

**Tabelle 4.21:** Leitungsauslastungen von Szenario 2 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	-471	-510	-87	-140	-97	-257	-257	-149
	%	155	178	66	40	88	20	20	34
Lastfall A	MW	-553	-185	-95	-164	-63	-285	-285	-168
	%	181	65	73	47	57	23	23	39
Lastfall B	MW	-195	-174	-103	-203	-65	-331	-331	-187
	%	64	61	78	58	59	26	26	43
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	-592	-110	-98	-173	-11	-295	-295	-174
	%	194	38	74	49	10	23	23	40
Lastfall C	MW	-730	-182	-114	-55	-68	-93	-93	-223
	%	240	64	87	16	62	7	7	52
Lastfall D	MW	-196	-185	-124	-109	-95	-157	-157	-249
	%	64	65	94	31	86	12	12	58
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	-771	-95	-117	-65	-16	-104	-104	-229
	%	253	33	89	19	15	8	8	53

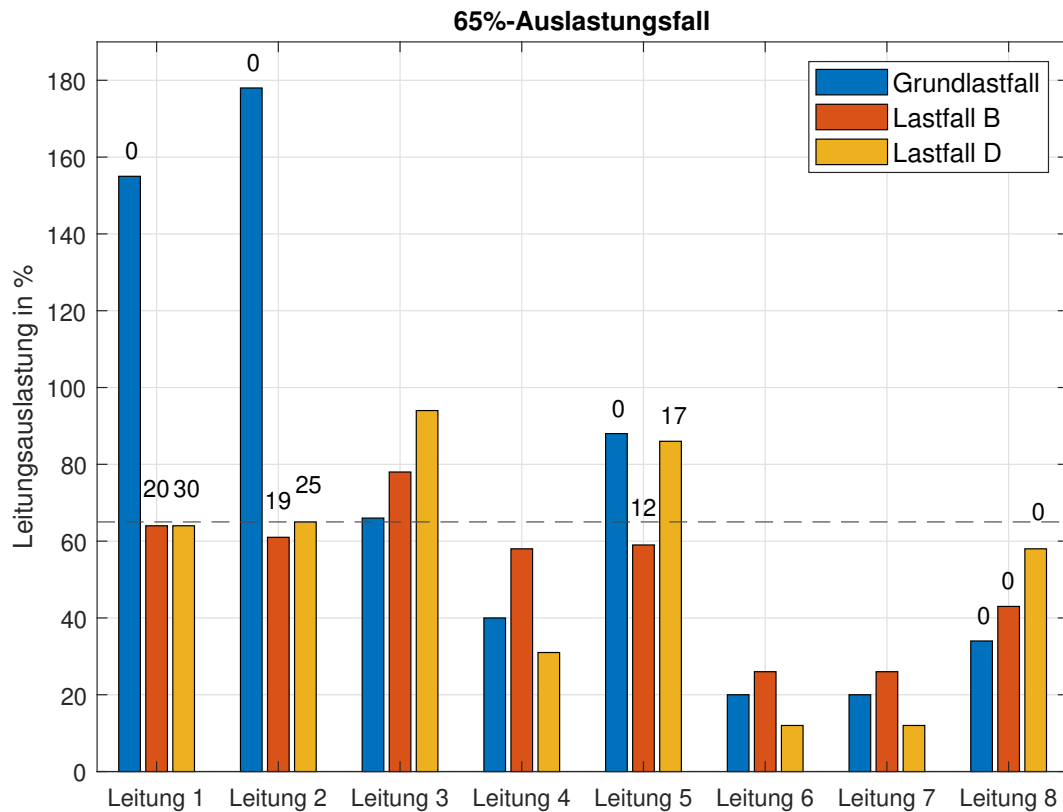
**Tabelle 4.22:** PST-Stufenstellungen von Szenario 2 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

		PST 1	PST 2	PST 3& 4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	-15	0	-5	17	0	0
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	-20	-19	0	-12	17	0	0
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	-19	0	-12	17	0	0
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	-20	32	-9	33	0	0
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	-30	-25	32	-17	33	0	0
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	-25	32	-17	33	0	0

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

**Tabelle 4.23:** Ergebnisse von Szenario 2 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{sol}}$	$\Delta P_{\text{LT1}}$
		°	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{sol,G4}}$	23,1	276
Lastfall A	$\alpha_{\text{sol,A4}}$	30,0	358
Lastfall B	$\alpha_{\text{sol,B4}}$	33,3	397
Lastfall C	$\alpha_{\text{sol,C4}}$	44,8	535
Lastfall D	$\alpha_{\text{sol,D4}}$	48,3	576



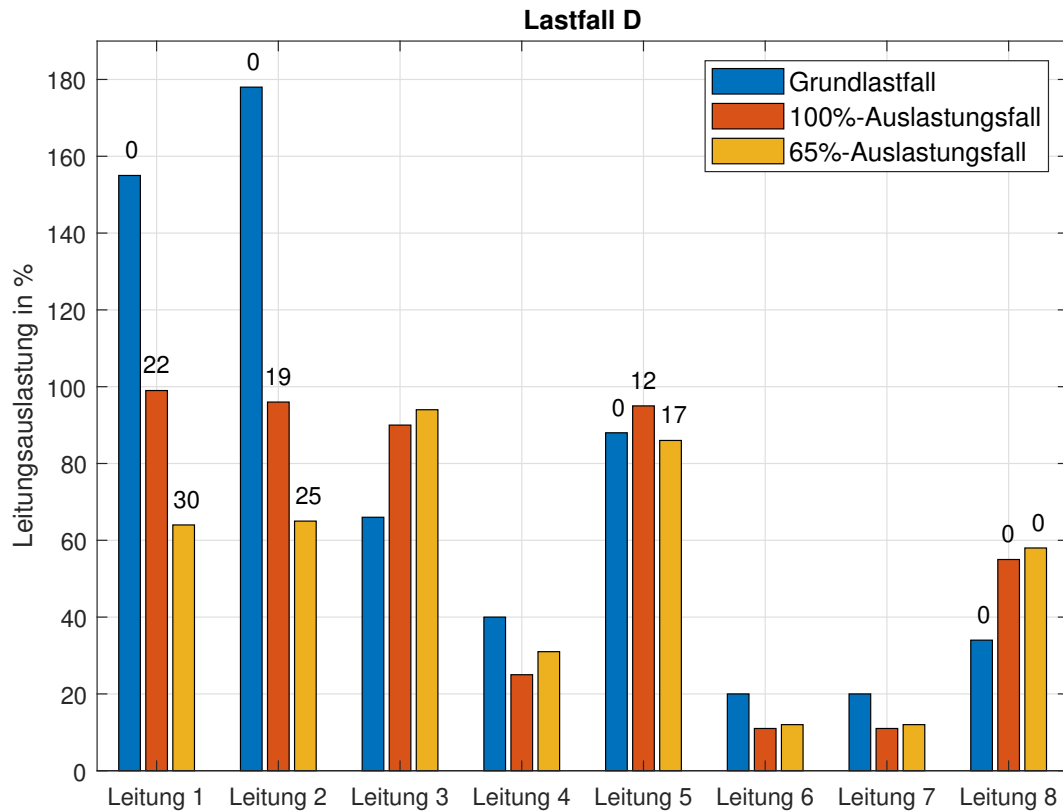
**Abbildung 4.15:** Leitungsauslastungen im 65%-Auslastungsfall bei maximalem Importlastfluss

In Abbildung 4.10 sind die Leitungsauslastungen im 65%-Auslastungsfall des maximalen Importlastflusses dargestellt. Es zeigt sich, dass die grenzüberschreitenden Leitungen von Regelzone 1 nach Regelzone 3 kaum belastet sind und durch den PST-Einsatz an der RZG 2/3 noch weiter entlastet werden. Im Gegenzug führt dies dazu, dass alle Leitungen zwischen den Regelzonen 1 und 2 stärker belastet werden.

PST 5 befindet sich in Lastfall D bereits an seiner Aussteuergrenze und kann den Lastfluss nicht mehr unter 65 % begrenzen. Wie aus der relevanten Region ersichtlich ist (Abbildung 4.4), sind Leitung 8 sowie die Phasenschiebertransformatoren 7 und 8 am weitesten von Regelzone 3 entfernt. Anzumerken ist hierbei, dass die Auslastung von Leitung 8 auch in den Lastfällen C

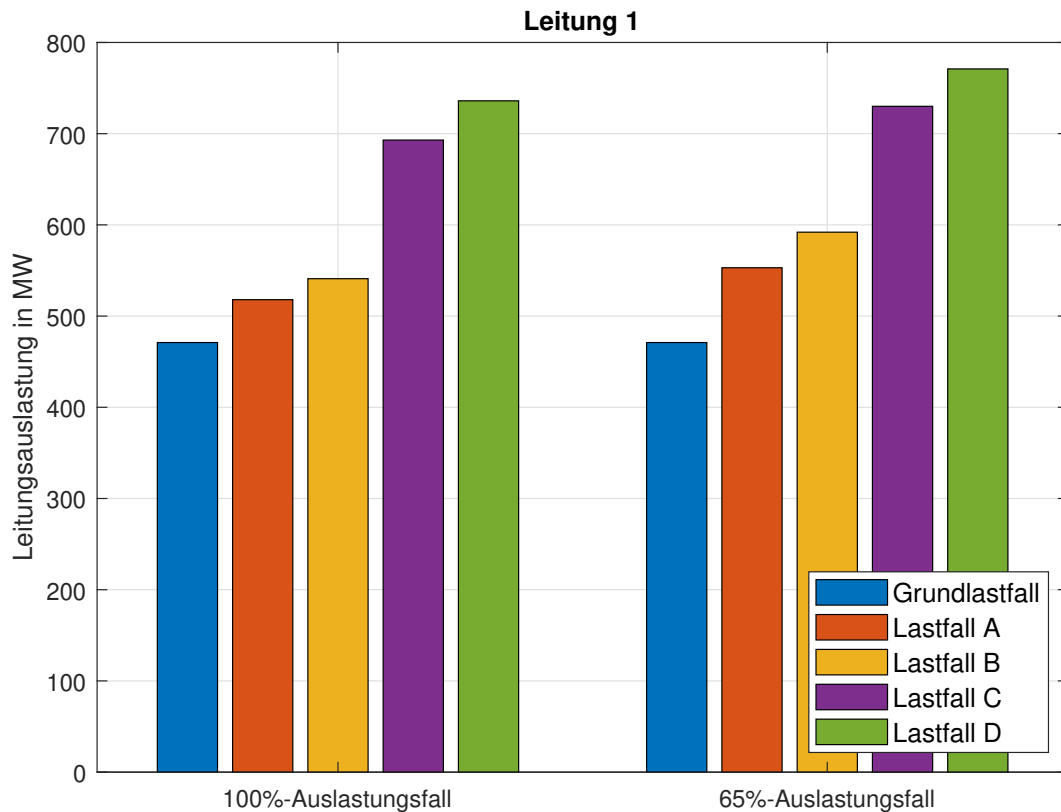
#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

und D 65 % nicht überschreiten. Die Phasenschiebertransformatoren 7 und 8 verbleiben während aller Lastfälle in Mittelstellung, da keine Regelung notwendig ist.



**Abbildung 4.16:** Leitungsauslastungen für Lastfall D bei maximalem Importlastfluss

Im Szenario des maximalen Importlastflusses zeigt sich, dass Lastfall D zur höchsten Auslastung von Leitung 1 führt. Mit Ausnahme von Leitung 1 und 2 sind die Unterschiede zwischen dem 100%- und 65%-Auslastungsfall in diesem Szenario nur gering. Mithilfe des PST-Einsatzes wird deutlich, dass die im Grundlastfall stark ausgelasteten Leitungen 1 und 2 auf die gewünschten Betriebsgrenzen geregelt werden können. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im gesamten Szenario 2 aufgrund des PST-Einsatzes keine Leitung ihre thermische Grenzleistung überschreitet.



**Abbildung 4.17:** Auslastung von Leitung 1 in den unterschiedlichen Auslastungs- und Lastfällen bei maximalem Importlastfluss

In Abbildung 4.17 sind die Auslastungen von Leitung 1 in den untersuchten Auslastungs- und Lastfällen dargestellt. Es zeigt sich, dass die Grundauslastung von Leitung 1 in diesem Szenario um 25 % geringer ist als im Szenario 1. Dies führt dazu, dass die Lastfälle A und B sowohl im 100%- als auch im 65%-Auslastungsfall unter einer Belastung von 600 MW bleiben.

Anzumerken ist hierbei, dass der Einsatz der PSTs an RZG 2/3 in diesem Szenario einen sehr großen Einfluss auf Leitung 1 hat. Das Unterbinden der Transitflüsse durch Regelzone 3 bewirkt eine deutliche Zunahme der Auslastung der Leitungen 1, 2, 3 und 5. Für Leitung 1 lässt sich feststellen, dass die Auslastung von den Lastfällen A und B auf die Lastfälle C und D um 30 % ansteigt. Diese Zunahme erfordert eine Erhöhung des erforderlichen Leerlaufwinkels von  $33,3^\circ$  auf  $48,3^\circ$ . Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich die maximalen Lastfälle der beiden untersuchten Szenarien nur um 33 MW bzw.  $2,7^\circ$  unterscheiden.

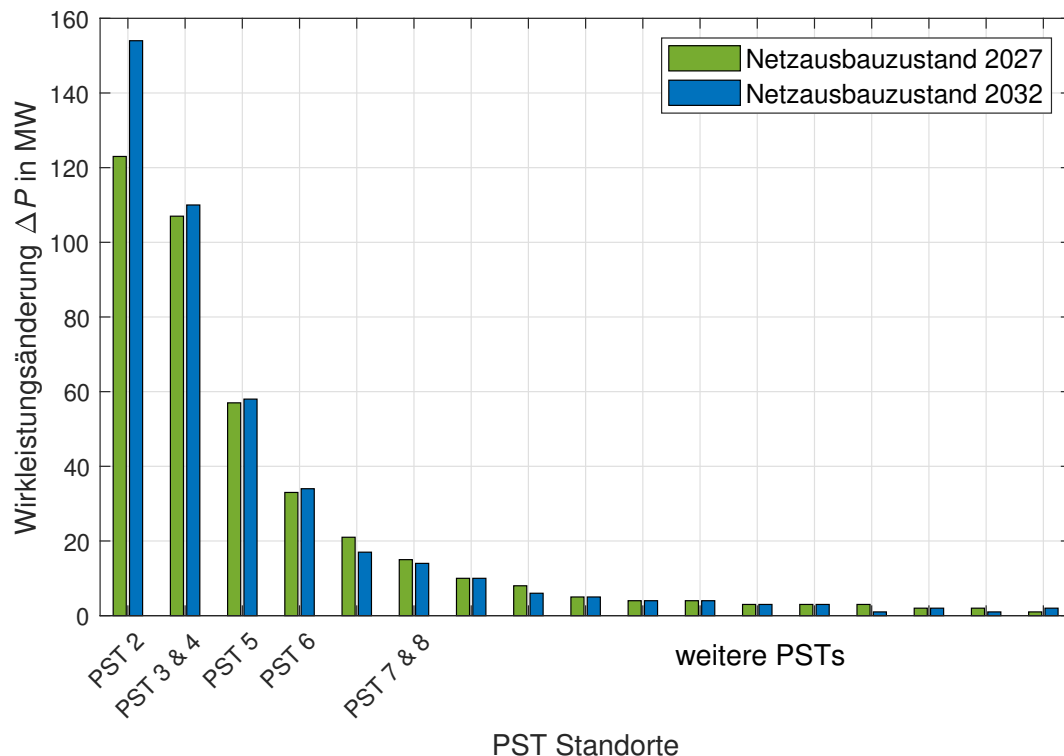
## 4.2 Netzausbauzustand 2032

Das TYNDP-Netzmodell wird für diese Untersuchungen auf einen fiktiven Ausbauzustand 2032 erweitert. Der Ausbau erfolgt nur für Regelzone 1. Es werden alle Projekte aktiviert, die im Netzmodell bereits abgebildet sind und laut Netzentwicklungsplan bis 2032 in Betrieb gehen sollen [3].

Bis zum Jahr 2032 erfolgen in der Region um Leitung 1 mehrere Neuerungen und Ausbauten im Übertragungsnetz. Die wichtigsten Änderungen umfassen den Ausbau eines Standorts in der relevanten Region, die Erweiterung der 380 kV-Übertragungsleitungen, die Integration einer Hochspannungsgleichstromübertragungsanlage (HGÜ) und den potenziellen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung.

#### 4.2.1 Analyse der regionalen Veränderungen durch den Netzausbau

In dieser Untersuchung wird festgestellt, ob sich die dimensionierungsrelevante Region aufgrund des Netzausbaus verändert hat. Im Netzausbauzustand 2032 wurde keine grenzüberschreitende Leitung hinzugefügt, die die Regelzonen 2 und 3 mit Regelzone 1 verbindet, daher entfällt diese Betrachtung. Es wird lediglich der Einfluss neu errichteter Phasenschiebertransformatoren überprüft. In Abbildung 4.18 ist die maximale Wirkleistungsänderung der PSTs für die Ausbauzustände 2027 und 2032 gegenübergestellt.



**Abbildung 4.18:** Maximale Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  auf Leitung 1 für den Netzausbauzustand 2027 & 2032



Im Zuge des Netzausbaus kommt in Regelzone 1 kein neuer Standort für PSTs hinzu. Stattdessen erfolgen Erweiterungen an bestehenden Standorten, wobei baugleiche Fabrikate parallel zu den vorhandenen Anlagen geschaltet werden. Im Fall von PST 2 werden drei zusätzliche Phasenschiebertransformatoren hinzugefügt, sodass die Anlage nun einem einzelnen PST mit einer Nennleistung von 1200 MW entspricht. Dadurch erhöht sich die maximale Wirkleistungsänderung auf Leitung 1 von etwa 120 MW auf über 150 MW. Die vier parallel geschalteten Phasenschiebertransformatoren werden in der weiteren Arbeit weiterhin als PST 2 bezeichnet. Die Erweiterung der PSTs erfolgt im Rahmen der Generalüberholung von Leitung 2, wodurch sich die thermische Grenzleistung dieser Leitung auf 900 MW verdreifacht. Dieses Projekt trägt, ebenso wie das Projekt an Leitung 1 und PST 1, zur Erweiterung der Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen bei. Weitere PST-Standorte werden ebenfalls erweitert, jedoch ist der Einfluss dieser Maßnahmen nicht ausreichend, um sie in die Dimensionierung einzubeziehen.

Hochspannungsgleichstromübertragungsanlagen werden in der bisherigen Arbeit nicht berücksichtigt, da es in der näheren Umgebung keine aktiven oder geplanten Projekte gibt. Bis 2032 soll jedoch eine HGÜ-Leitung in der Regelzone 2 fertiggestellt werden, die eine Übertragung von maximal 1200 MW ermöglicht. Im Rahmen der Untersuchung des Ausbauzustandes 2032 wird auch der Einfluss dieser HGÜ-Leitung auf die relevante Region bzw. auf Leitung 1 analysiert.

### 4.2.2 Vergleich der Sensitivitätsfaktoren vor und nach den Netzausbau

Die Sensitivitätsfaktoren hängen von der Konstellation des vermaschten Netzes ab und verändern sich durch den Netzausbau. Wie groß der Einfluss auf die relevante Region und Leitung 1 ist, wird in diesem Kapitel festgestellt.

#### PTDF

In Abbildung 4.24 wird die überregionale PTDF des Netzausbaustandes 2032 angegeben. Zusätzlich sind die absoluten Änderungen in Bezug auf den PTDF des Ausbaustandes 2027 angegeben.

**Tabelle 4.24:** Überregionaler PTDF des Ausbaustandes 2032

Einspeisung	Last	RZG 1/2	RZG 1/3	Leitung 1
		%	%	%
RZ 1	RZ 2	21,9 (+2,2)	13,2 (-1,5)	4,9 (-0,5)
RZ 2	RZ 1	22,6 (+2,0)	13,7 (-1,3)	5,2 (-0,4)
RZ 1	RZ 3	5,1 (-0,9)	55,3 (+4,8)	1,7 (-0,6)
RZ 3	RZ 1	5,4 (-1,2)	57,9 (+5,2)	1,8 (-0,7)

An den Einspeise- und Laständerungen von RZ 1 und RZ 2 lässt sich die Auswirkung der Verdreifachung der thermischen Grenzleistung von Leitung 2 deutlich erkennen. Die Übertragung über die gesamte RZG 1/2 steigt, während sie an der RZG 1/3 entsprechend abnimmt. Die leichte Verminderung auf Leitung 1 lässt sich durch die örtliche und elektrische Nähe zu Leitung 2 erklären. An der RZG 1/3 ändert sich durch den Netzausbau selbst nichts, jedoch steigt der

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

PTDF in absoluten Zahlen in beide Übertragungsrichtungen um etwa 5 %. Dies lässt sich auf den Ausbau der 380 kV-Leitung in Regelzone 1 zurückführen. Ein Teil der Regelzonengrenze war bereits in die 380 kV-Leitung eingebunden, und mit dem Netzausbau wird nun auch der restliche Teil integriert.

Auch für den regionalen PTDF wurden dieselben Untersuchungen nach dem Netzausbau erneut durchgeführt, und dabei wurden die folgenden Unterschiede festgestellt.

**Tabelle 4.25:** Regionaler PTDF für den Ausbauzustand 2032

Einspeisung	Last	Leitung 1
		%
PSK 1	RZG 1/2 (RZ 2)	16,9 (-2,3)
PSK 2	RZG 1/2 (RZ 2)	13,4 (-1,1)
UW 1	RZG 1/2 (RZ 2)	12,8 (+2,2)
UW 2	RZG 1/2 (RZ 2)	12,7 (-0,3)
UW 3	RZG 1/2 (RZ 2)	13,7 (+1)
RZG 1/2 (RZ 1)	RZG 1/2 (RZ 2)	13,9 (-0,4)
RZG 1/2 (RZ 2)	RZG 1/2 (RZ 1)	13,8 (-1,1)

Die Ergebnisse der regionalen PTDF ähneln weitgehend denen der überregionalen PTDF. An den Pumpspeicherkraftwerken kam es zu einer leichten Verringerung der PTDF, was auf die gute Anbindung an Leitung 2 zurückzuführen ist. In den Umspannwerken 1 und 3 wurde hingegen eine Steigerung festgestellt, die auf die bessere Anbindung über die 380 kV-Leitung an die relevante Region zurückgeführt werden kann.

Der Einfluss der HGÜ-Leitung kann ebenfalls mithilfe des PTDF analysiert werden. Die prozentuale Verteilung der Lastflussänderung über die betrachteten Leitungen, die durch den Betrieb der HGÜ-Leitung entsteht, wird dabei ermittelt. Ausgehend von der maximalen übertragbaren Wirkleistung von 1200 MW der HGÜ-Leitung lässt sich die absolute Lastflussänderung berechnen.

**Tabelle 4.26:** PTDF der HGÜ-Leitung

	Auswirkung in %	Auswirkung für 100 %
Leitung 1	1,2	14
Leitung 2	2,0	24
Leitung 3	0,5	6
Leitung 4	0,3	4
Leitung 5	0,3	3
Leitung 6 oder 7	0,9	11
Leitung 6 und 7	1,8	22
Leitung 8	3,9	47

In Tabelle 4.26 ist die PTDF der HGÜ-Leitung dargestellt. Den größten PTDF weist Leitung 8 auf. Ein PTDF von 3,9 % entspricht bei einer maximalen übertragbaren Leistung von 1200

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

MW einer Veränderung von 47 MW über Leitung 8, was etwa einem Zehntel ihrer maximalen Auslastung entspricht. Der Einfluss auf Leitung 1 und den PST 1 beträgt hingegen nur 14 MW und ist damit relativ gering. Da für die Dimensionierung maximale Lastfälle abgeschätzt werden sollen, wird die HGÜ-Leitung mit 1200 MW so betrieben, dass eine Erhöhung der Lastflüsse über die betrachteten Leitungen erzielt wird.

#### LODF

In Tabelle 4.27 ist der Line Outage Distribution Factor für den Ausbauzustand 2032 aller in die Betrachtung einbezogenen Leitungen dargestellt.

**Tabelle 4.27:** LODF des Ausbauzustandes 2032

	LODF	maximale Auswirkung
	%	MW
Leitung 2	17,2 (-2,0)	150 (+95)
Leitung 3	4 (-1,2)	5 (-2)
Leitung 4	4,1 (-0,7)	14 (-3)
Leitung 5	41,2 (-2,0)	45 (-2)
Leitung 6 oder 7	1,4 (+0,2)	18 (+3)
Leitung 6 & 7	4,4 (+0,1)	113 (+6)
Leitung 8	2,5 (-0,3)	11 (-1)

Die absoluten Änderungen des LODF aufgrund des Netzausbaus liegen ähnlich wie bei der PTDF im unteren einstelligen Bereich. Die größte Zusatzbelastung entsteht durch den Ausfall von Leitung 2. Durch die Verdreifachung ihrer Leistung ist auch die Auswirkung auf Leitung 1 dreimal so groß. In der nachfolgenden Berechnung wird erneut die Annahme einer 65 % Auslastung untersucht.

$$P_{LT1} = 0,65 \cdot P_{LT1} + 0,65 \cdot LODF_{LT2} \cdot P_{LT2} = 0,65 \cdot 300 \text{ MW} + 0,65 \cdot 0,172 \cdot 900 \text{ MW} = 296 \text{ MW} \quad (4.8)$$

Beim Ausfall von Leitung 2, die die größte Zusatzbelastung verursacht, wird die thermische Grenzleistung von Leitung 1 nicht überschritten. Betrachtet man ausschließlich die grenzüberschreitenden Leitungen, tritt im 65%-Auslastungsfall bei keinem Leitungsausfall eine Überlastung von Leitung 1 auf.

## PSDF

In Tabelle 4.28 ist die Phase Shifter Distribution Factor Matrix des Netzausbauzustandes 2032 dargestellt.

**Tabelle 4.28:** PSDF Matrix des Ausbauzustandes 2032

	LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
PST 1	-18,0	3,7	0,2	1,2	2,4	1,8	1,8	0,6
PST 2	2,8	-16,3	0,4	1,0	0,5	1,6	1,6	0,9
PST 3 & 4	3,7	3,7	0,4	-2,9	0,9	-6,1	-6,1	1,2
PST 5	-1,9	-0,5	-0,1	-0,3	4,5	-0,4	-0,4	-0,1
PST 6	1,2	1,3	0,1	-1,2	0,3	-2	-2	0,4
PST 7 & 8	-0,4	-0,7	-0,3	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	15,7

In der PSDF-Matrix sind durch den Netzausbau nur geringe Änderungen erkennbar. Die Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  von PST 1 auf Leitung 1 steigt auf 18 MW/°. Wesentliche Änderungen betreffen vor allem PST 2 und Leitung 2. Die Erweiterung und Generalerneuerung bewirken, dass sowohl der Einfluss von PST 2 auf die anderen Leitungen als auch der Einfluss der anderen PSTs auf Leitung 2 zunimmt.

### 4.2.3 Szenario 3: Maximale Auslastung

Im Netzausbauzustand 2032 wird ausschließlich der Netznutzungsfall analysiert, der die maximale Auslastung von Leitung 1 und PST 1 darstellt. Die höchste Auslastung wird im NNF 1680 festgestellt. Über Leitung 1 werden 595 MW von Regelzone 1 nach Regelzone 2 übertragen. In Regelzone 1 herrscht in diesem Netznutzungsfall ein sehr hoher Erzeugungsüberschuss, wodurch jeweils mehr als 2 GW Leistung nach Regelzone 2 und Regelzone 3 exportiert werden. Der Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall von Netznutzungsfall 1680 ist in Tabelle 4.9 dargestellt. Die durchschnittliche Auslastung von PST 1 über das repräsentative Jahr sinkt auf 60 %.

**Tabelle 4.29:** Leitungsauslastung in MW und % im Grundlastfall von NNF 1680

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	595	1040	101	437	131	866	866	474
	%	195	119	77	125	120	68	68	110

**Tabelle 4.30:** Leistungsaustausch der Regelzonen im Grundlastfall von NNF 1680

		RZG 1/2	RZG 1/3	RZ 2/3
Grundlastfall	MW	2341	2169	-1659
	%	125	75	88

**100%-Auslastungsfall****Tabelle 4.31:** Leitungsauslastungen von Szenario 3 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	595	1040	101	437	131	866	866	474
	%	195	119	77	125	120	68	68	110
Lastfall A	MW	640	863	107	451	109	887	887	412
	%	210	98	82	129	99	70	70	95
Lastfall B	MW	290	858	114	486	103	940	940	430
	%	95	98	87	139	94	74	74	100
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	681	778	110	460	51	900	900	418
	%	223	89	84	131	46	71	71	97
Lastfall C	MW	629	851	106	462	106	905	905	408
	%	206	97	81	132	97	72	72	95
Lastfall D	MW	290	858	114	487	103	939	939	430
	%	95	98	87	139	94	74	74	100
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	681	778	110	461	51	899	899	418
	%	224	89	84	132	46	71	71	97

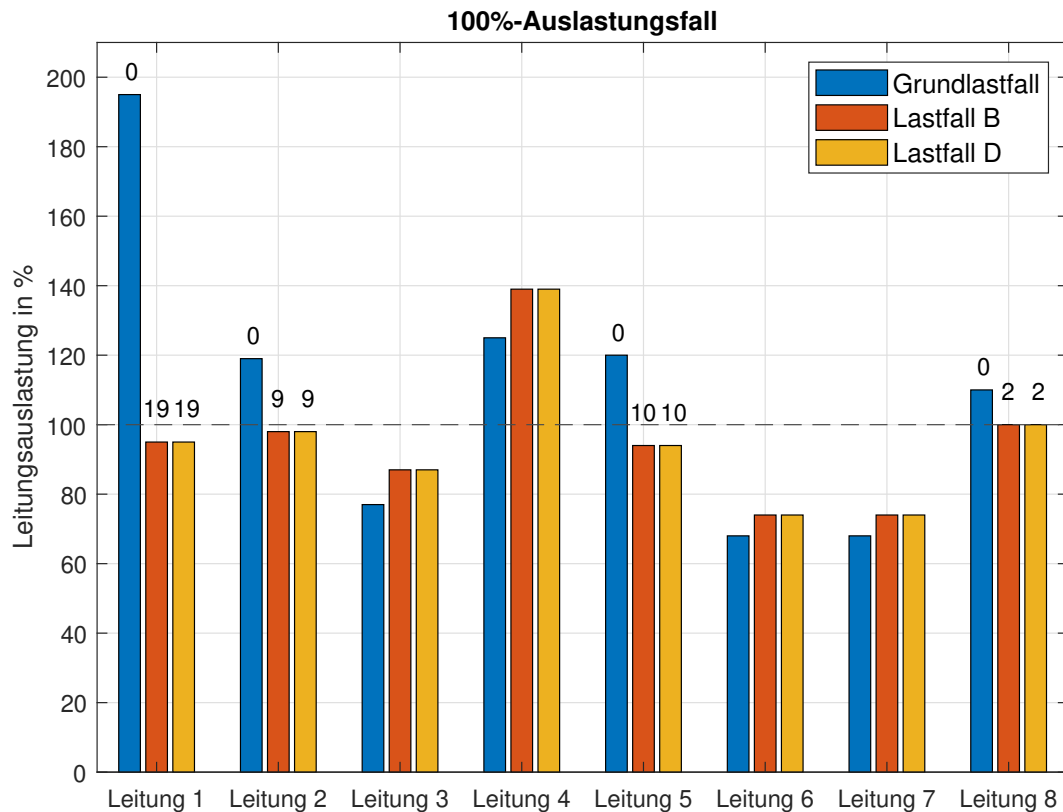
**Tabelle 4.32:** PST-Stufenstellungen von Szenario 3 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

		PST 1	PST 2	PST 3& 4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	6	0	3	17	-2	2
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	19	9	0	10	17	-2	2
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	9	0	10	17	-2	2
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	6	0	3	22	-2	2
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	19	9	-2	10	20	-2	2
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	9	-2	10	20	-2	2

$$\alpha_{\text{soll,G5}} = \frac{595 \text{ MW} - 300 \text{ MW}}{18 \text{ MW}/^\circ} + \frac{7,7^\circ \cdot 595 \text{ MW}}{300 \text{ MW}} - 7,7^\circ = 24,0^\circ \quad (4.9)$$

**Tabelle 4.33:** Ergebnisse von Szenario 3 der betrachteten Lastfälle im 100%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{soll}}$	$\Delta P_{\text{LT1}}$
		$^\circ$	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{soll,G5}}$	24,0	295
Lastfall A	$\alpha_{\text{soll,A5}}$	27,6	340
Lastfall B	$\alpha_{\text{soll,B5}}$	30,9	381
Lastfall C	$\alpha_{\text{soll,C5}}$	26,7	329
Lastfall D	$\alpha_{\text{soll,D5}}$	30,9	381



**Abbildung 4.19:** Leitungsauslastungen im 100%-Auslastungsfall des maximalen Lastflusses in 2032

Leitung 1 ist im Grundlastfall nahezu zu 200 % ausgelastet. Phasenschiebertransformator 1 kann mit einer Stufenstellung von 19 einen Winkel von mindestens  $30,9^\circ$  erzeugen und in den Lastfällen B und D die gewünschte Auslastung erreichen. Leitung 2 ist durch den Netzausbau weniger stark belastet und lässt sich bereits mit geringem PST-Einsatz auf unter 100 % begrenzen.

Auffällig ist hierbei, dass sich die Lastfälle B und D kaum unterscheiden. Dies liegt daran, dass in diesem Netznutzungsfall die Leistungsübertragung von Regelzone 3 nach Regelzone 2 erfolgt und die Übertragungskapazitäten im Grundlastfall bereits fast vollständig ausgenutzt sind. Daher müssen die PSTs an der Regelzonengrenze 2/3 kaum verstellt werden, wodurch sie die grenzüberschreitenden Leitungen kaum beeinflussen.

Leitung 4 ist in diesem Szenario die einzige Leitung, die das Auslastungsziel nicht erreichen kann. Ihre Auslastung steigt auf bis zu 140 %.

**65%-Auslastungsfall****Tabelle 4.34:** Leitungsauslastung von Szenario 3 in MW und % der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

		LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6	LT 7	LT 8
Grundlastfall	MW	595	1040	101	437	131	866	866	474
		195	119	77	125	120	68	68	110
Lastfall A	MW	723	551	119	476	67	926	926	248
		237	63	90	136	61	73	73	57
Lastfall B	MW	188	563	128	524	89	1000	1000	272
		62	64	97	149	81	79	79	63
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	766	446	122	486	11	941	941	255
		251	51	93	139	10	74	74	59
Lastfall C	MW	723	551	119	477	67	925	925	248
		237	63	90	136	61	73	73	57
Lastfall D	MW	184	560	134	500	107	948	948	253
		61	64	102	143	97	75	75	59
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	MW	815	433	128	459	22	883	883	235
		267	49	97	131	20	70	70	54

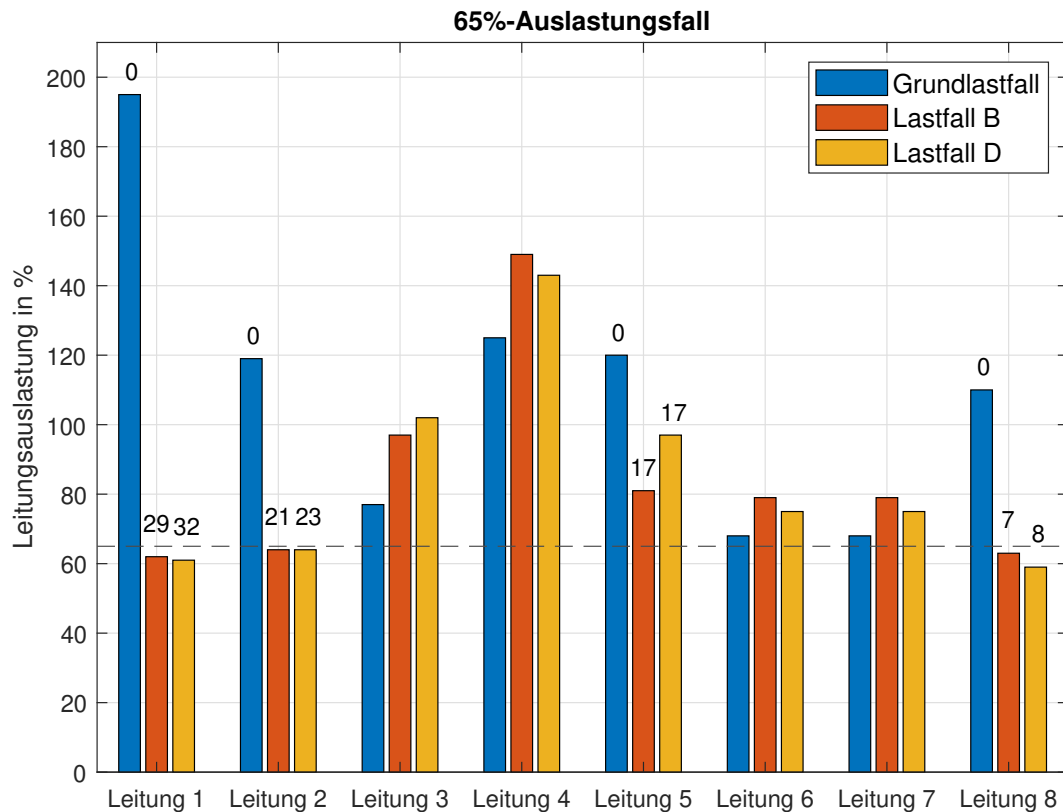
**Tabelle 4.35:** PST-Stufenstellungen von Szenario 3 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

		PST 1	PST 2	PST 3& 4	PST 5	PST 6	PST 7	PST 8
	$n_{\text{max}}$	$\pm n$	$\pm 32$	$\pm 32$	$\pm 17$	1 - 33	$\pm 16$	$\pm 16$
Grundlastfall	$n_{\text{ist}}$	0	0	0	0	17	0	0
Lastfall A	$n_{\text{ist}}$	0	17	0	9	17	-7	7
Lastfall B	$n_{\text{ist}}$	29	21	0	17	17	-7	7
Lastfall B ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	21	0	17	17	-7	7
Lastfall C	$n_{\text{ist}}$	0	17	-2	9	20	-7	7
Lastfall D	$n_{\text{ist}}$	32	23	-10	17	16	-8	8
Lastfall D ( $n_{\text{ist}} = 0$ )	$n_{\text{ist}}$	0	23	-10	17	16	-8	8

$$\alpha_{\text{soll,G6}} = \frac{595 \text{ MW} - 195 \text{ MW}}{18 \text{ MW}/^\circ} + \frac{5^\circ \cdot 595 \text{ MW}}{195 \text{ MW}} - 5^\circ = 32,5^\circ \quad (4.10)$$

**Tabelle 4.36:** Ergebnisse von Szenario 3 der betrachteten Lastfälle im 65%-Auslastungsfall

Bezeichnung		$\alpha_{\text{soll}}$	$P_{\text{LT1}}$
		$^\circ$	MW
Grundlastfall	$\alpha_{\text{soll,G6}}$	32,5	400
Lastfall A	$\alpha_{\text{soll,A6}}$	42,9	528
Lastfall B	$\alpha_{\text{soll,B6}}$	46,4	571
Lastfall C	$\alpha_{\text{soll,C6}}$	42,9	528
Lastfall D	$\alpha_{\text{soll,D6}}$	50,3	620



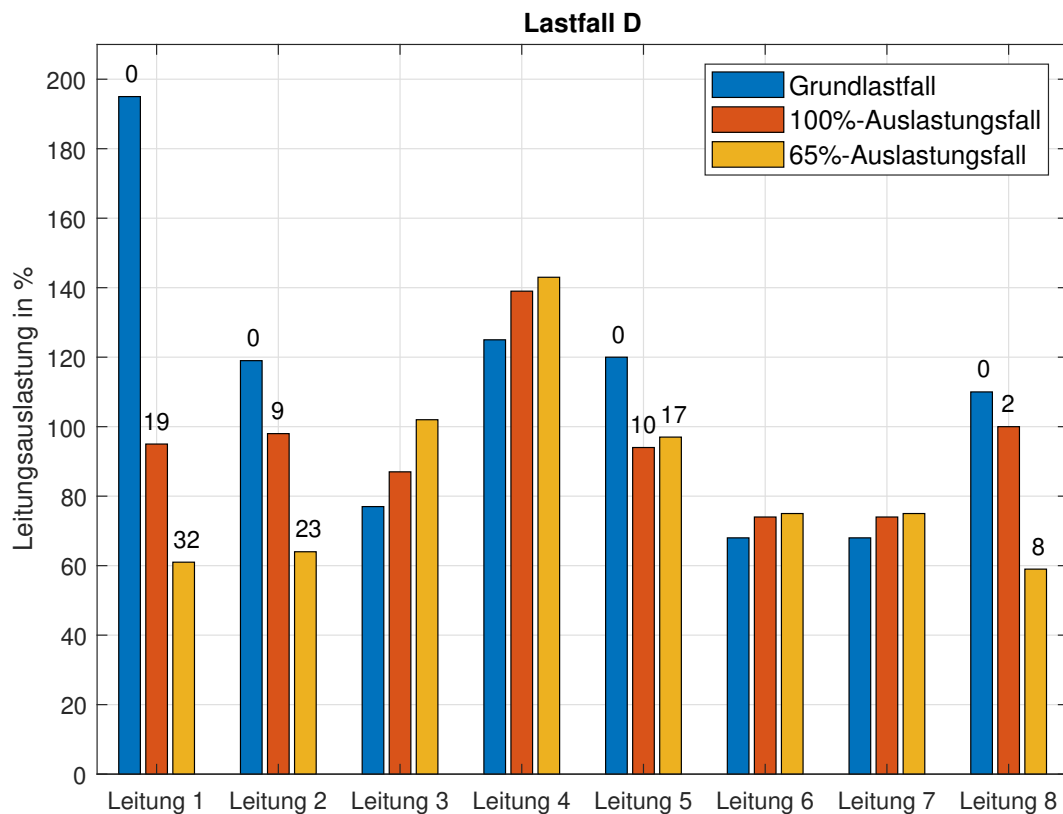
**Abbildung 4.20:** Leitungsauslastungen im 65%-Auslastungsfall des maximalen Lastflusses in 2032

Die Anforderungen des 65%-Auslastungsfalls können von einigen Betriebsmitteln nicht mehr erfüllt werden, wodurch ähnliche Zustände wie in vorherigen Szenarien auftreten. Die Phasenschiebertransformatoren 1, 2, 7 und 8 sind weiterhin in der Lage, die Auslastungen ihrer Leitungen zu begrenzen. Es wird jedoch deutlich, dass alle anderen Leitungen die Anforderungen in diesem Netznutzungsfall nicht mehr erfüllen können.

PST 5 befindet sich auf seiner maximalen Stufe und erreicht das Ziel einer Auslastung von 65 % nicht mehr. Anzumerken ist hierbei, dass die Leitungen 5, 6 und 7 zwar nicht auf die gewünschte Auslastung geregelt werden können, ihre thermische Grenzleistung jedoch nicht überschreiten. Leitung 3 überschreitet in diesem Szenario mit 102 % nur knapp die thermische Grenzleistung.

Leitung 4 überschreitet in jedem untersuchten Lastfall eine Auslastung von 100 %. Auffällig ist außerdem, dass die Leitungen 6 und 7 in diesem Szenario ihre höchste Auslastung innerhalb der Untersuchungen dieser Arbeit erreichen.





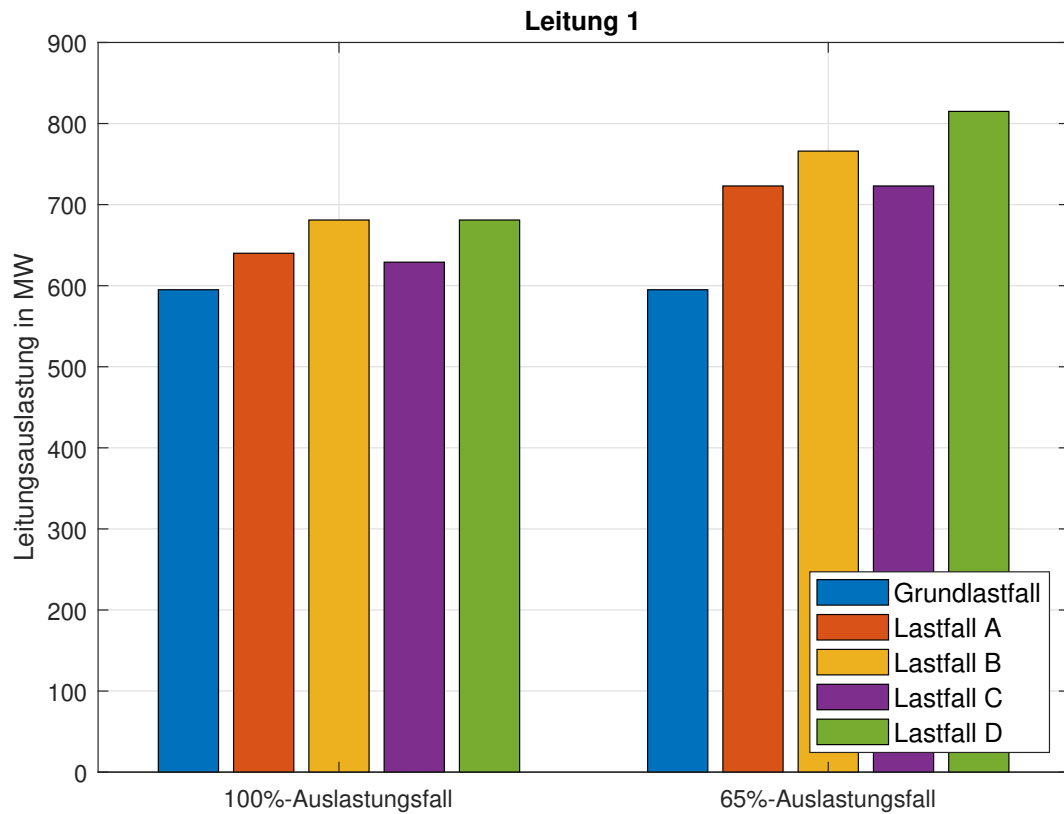
**Abbildung 4.21:** Leitungsauslastungen für Lastfall D des maximalen Lastflusses in 2032

Lastfall D weist die höchsten Auslastungen auf und wird daher als der kritischste Fall identifiziert. Anzumerken ist hierbei, dass sich die Lastfälle B und D im 100%-Auslastungsfall nur geringfügig unterscheiden. Im 65%-Auslastungsfall erfordert der erhöhte PST-Einsatz an der RZG 1/2 jedoch eine verstärkte Regelung der PSTs an der RZG 2/3. Dies führt dazu, dass die PSTs 3, 4 und 6 die Übertragungsleistung zwischen Regelzone 2 und Regelzone 3 stärker begrenzen müssen.

Die Auslastung der Doppelleitung 6 und 7 verändert sich vom 100%- zum 65%-Auslastungsfall nur minimal. Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass auf Leitung 3 und Leitung 4 ein Anstieg der Auslastung festzustellen ist.

PST 7 und PST 8 sind nur zur Hälfte angesteuert, wodurch noch erhebliche Aussteuerreserven verfügbar sind. Es konnte festgestellt werden, dass auch durch den Einsatz von PSTs an der RZG 2/3 keine signifikante Erhöhung der Aussteuerung notwendig wurde.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung



**Abbildung 4.22:** Auslastung für Leitung 1 in den unterschiedlichen Auslastungs- und Lastfällen des maximalen Lastflusses in 2032

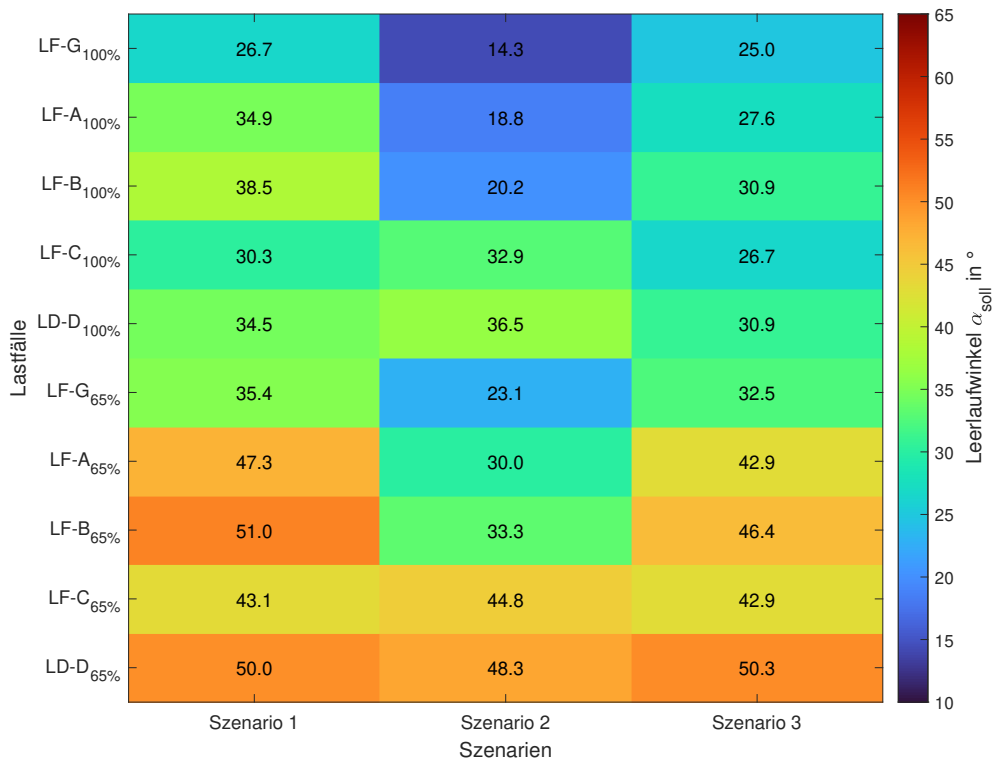
Im dritten untersuchten Szenario stellt Lastfall D im 65%-Auslastungsfall die größte Herausforderung für Leitung 1 dar, wie in Abbildung 4.22 dargestellt. Mit einer Leitungsauslastung von 815 MW wird die höchste in dieser Arbeit auftretende Auslastung erreicht. Diese ergibt sich aus der gegenseitigen Beeinflussung der Phasenschiebertransformatoren in Regelzone 1 sowie dem starken Einfluss der PSTs an der RZG 2/3.

Trotz der hohen Auslastung stellt dieser Lastfall jedoch nicht den höchsten benötigten Leerlaufwinkel dar. Anzumerken ist hierbei, dass sich durch den Netzausbau die Wirkleistungsänderung pro Grad  $\Delta p$  auf 18 MW/° erhöht hat, wodurch der benötigte Leerlaufwinkel mit 50,3° um 0,7° kleiner ist als im Szenario 1.

### 4.3 Endergebnis der Dimensionierung

Die Dimensionierung berücksichtigt zwei unterschiedliche Netzausbauzustände, die Auswirkungen der einflussreichsten Betriebsmittel, deren Sensitivitätsfaktoren zueinander sowie die Analyse von drei verschiedenen Szenarien im 100%- und 65%-Auslastungsfall. Daraus lassen sich die benötigten Leerlaufwinkel und somit die Anforderungen an den PST ableiten. Die maximal benötigten Leerlaufwinkel unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Ausbaustufen und der Einbeziehung der der PSTs an der Regelzonengrenze 2/3 nur geringfügig.

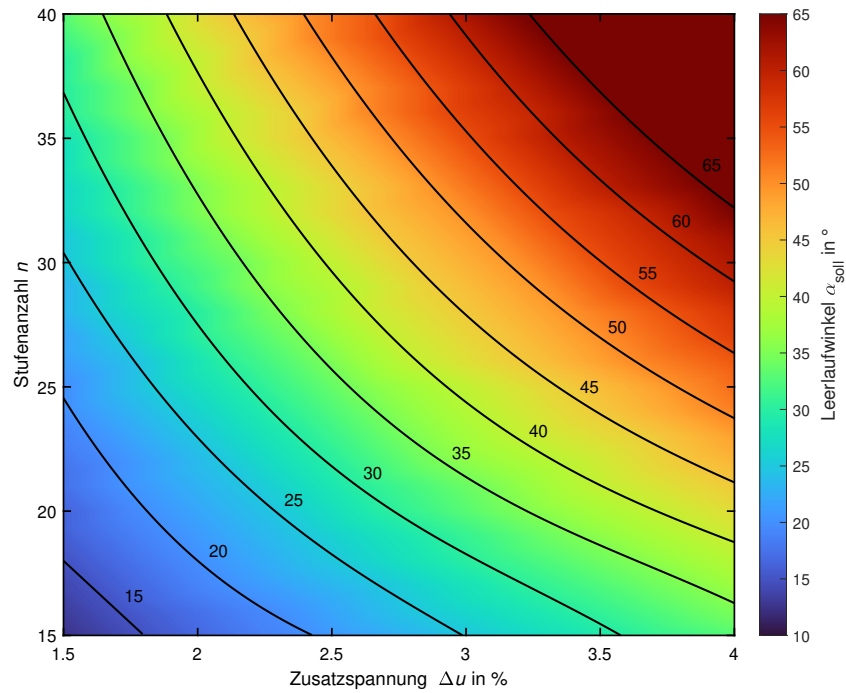
In Abbildung 4.23 sind die erforderlichen Leerlaufwinkel für die 100%- und 65%-Auslastungsfälle aller untersuchten Lastfälle als Heatmap dargestellt. Es zeigt sich, dass die größten benötigten Winkel im 100%- sowie im 65%-Auslastungsfall in Szenario 1 und Lastfall B auftreten. Es ergeben sich benötigte Leerlaufwinkel von 38,5 ° und 51,0 °. Die weitere Dimensionierung basiert auf dem im 65%-Auslastungsfall maximal auftretenden Leerlaufwinkel, da dadurch automatisch alle anderen Anforderungen erfüllt werden.



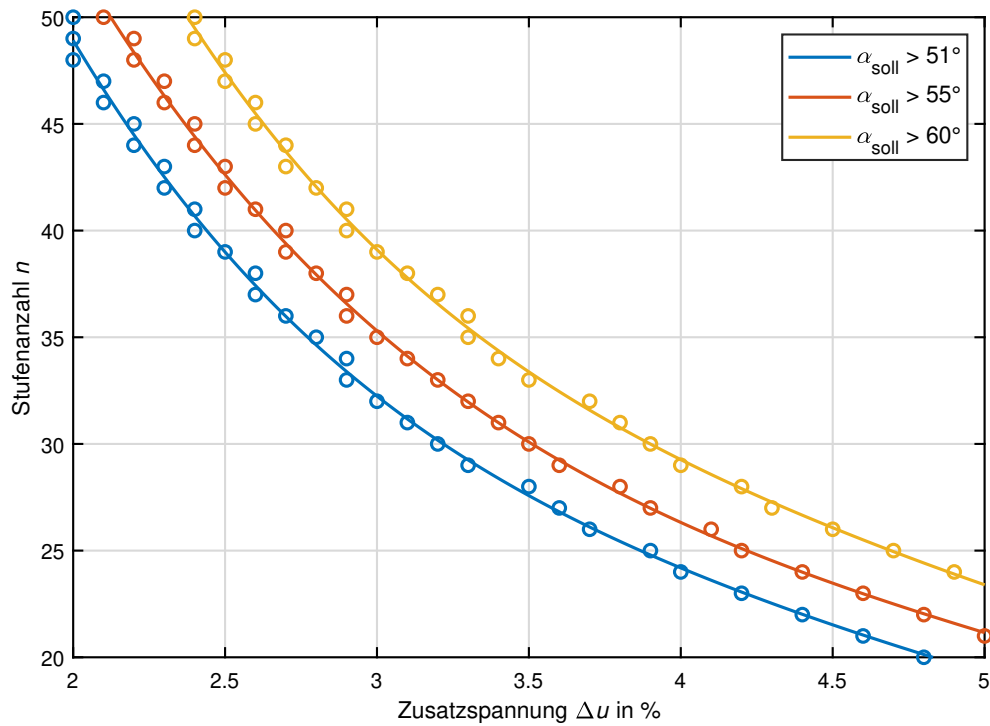
**Abbildung 4.23:** Benötigte  $\alpha_{\text{soll}}$  Winkel der 100%- und 65%-Auslastungsfälle

In den Abbildungen 4.24 sind die benötigten Leerlaufwinkel als Kombination aus der Zusatzspannung  $\Delta u$  in Prozent und der Anzahl der Stufen dargestellt. In dieser Abbildung wird dieselbe Farbskala wie in der vorherigen Abbildungen verwendet, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Die dargestellten Linien sind interpolierte Linien der simulierten Kombinationen aus Zusatzspannung  $\Delta u$  und Stufenanzahl, die für  $\alpha_{\text{soll}}$  von 15° bis 65° dargestellt sind.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung



**Abbildung 4.24:** Kombination aus Zusatzspannung  $\Delta u$  und Stufenanzahl  $n$  für unterschiedliche  $\alpha_{\text{soll}}$  dargestellt auf einer farbverlaufenden Skala



**Abbildung 4.25:** Kombination aus Zusatzspannung  $\Delta u$  und Stufenanzahl  $n$  für unterschiedliche  $\alpha_{\text{soll}}$

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

Abbildung 4.25 zeigt, wie die erforderliche Anzahl der Stufen eines Phasenschiebertransformators und die Zusatzspannung  $\Delta u$  in Beziehung stehen, um verschiedene Leerlaufwinkelbereiche zu erreichen. In Blau ist der zuvor ermittelte maximal benötigte Leerlaufwinkel mit den exakten Simulationswerten sowie einer interpolierten Linie dargestellt. Für jede Kombination aus Zusatzspannung und Stufenanzahl, die über der blauen Linie liegt, kann PST 1 alle untersuchten Lastfälle beherrschen und einen sicheren Betriebszustand gewährleisten. Da ein Phasenschiebertransformator mehrere Jahrzehnte im Einsatz bleibt, sollte eine Leerlaufwinkelreserve berücksichtigt werden. Für die rote und gelbe Linie wird eine Leerlaufwinkelreserve von etwa  $5^\circ$  bzw.  $10^\circ$  mit einberechnet. Der Verlauf der Kurven ergibt sich aus Gleichung 3.2. Der Winkel  $\alpha$  wird durch den Arkustangens der Kombination aus Stufenanzahl und der Zusatzspannung  $\Delta u$  berechnet.

Berücksichtigt man eine Aussteuerreserve von etwa  $10^\circ$ , ergibt sich ein benötigter Winkel von  $60^\circ$  im Datenblatt. Die erforderliche Kombination aus Stufenanzahl und Zusatzspannung lässt sich direkt aus Abbildung 4.25 ablesen.

Der Phasenschiebertransformator 2 verfügt über dieselbe Bemessungsscheinleistung und Nennspannung wie PST 1. Mit einer Kombination aus 32 Stufen und einer Zusatzspannung von 3,6 % erreicht PST 2 einen idealen Winkel von  $59,9^\circ$ . **Dieses Fabrikat würde somit alle Mindestkriterien für einen sicheren Netzbetrieb unter kritischen Netzsituationen erfüllen und zudem eine Aussteuerreserve bieten.** In Tabelle 4.37 sind die technischen Daten des Dimensionierungsvorschlags dargestellt.

**Tabelle 4.37:** Dimensionierungsvorschlag für PST 1

Bemessungs- scheinleistung	Nenn- spannung	Art	Zusatz- spannung	Stufen min - Mittelstellung - max	Kurzschluss- spannung
$S$	$U$	-	$\Delta u$	$n_{\min} - n_0 - n_{\max}$	$u_k$
MVA	kV	-	%	-	%
300	232	sym. PST	3,6	-32 - 0 - 32	13,5

Wird der zu dimensionierende Phasenschiebertransformator mit den in Tabelle 4.37 angegebenen technischen Daten konfiguriert, können die in der folgenden Tabelle dargestellten Winkel vom PST erreicht werden. Die Winkel des PSTs sind, analog zu einem Datenblatt eines Phasenschiebertransformators, für eine gleichbleibende Belastungssituation bei Nennleistung angegeben. Eine Stufenabhängigkeit der Reaktanz wird dabei nicht berücksichtigt.

**Tabelle 4.38:** Regelvermögen des Dimensionierungsvorschlags für PST 1

-	$\alpha_{LL}$	$\alpha_0$	$\alpha_{\max}$	$\alpha_{\min}$
-	°	°	°	°
PST 1	59,9	7,7	67,6	-52,2

Wie in Kapitel 3.2 erläutert, verwendet PowerFactory den Tangens zur Berechnung der Phasenverschiebung. Durch die Festlegung eines gewünschten maximalen Winkels von  $59,9^\circ$  lässt sich die erforderliche Zusatzspannung für die Sinusfunktion entsprechend umrechnen.

#### 4 Ergebnisse der Simulation und resultierende Dimensionierung

$$\Delta u = \frac{2 \cdot \sin\left(\frac{\alpha_{\tan}}{2}\right)}{n} = \frac{2 \cdot \tan\left(\frac{59,9^\circ}{2}\right)}{32} = 3,12 \% \quad (4.11)$$

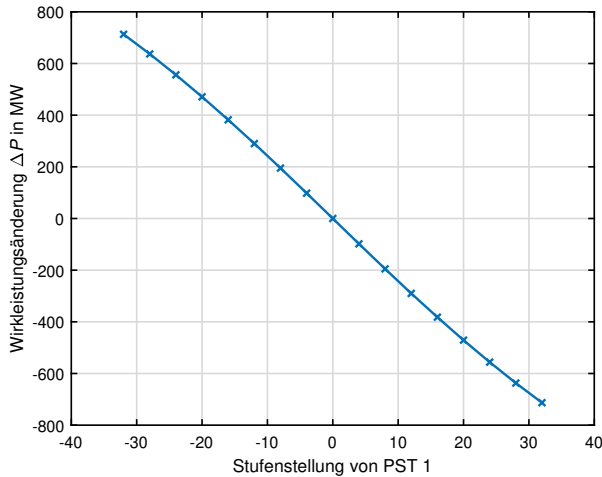
$$\alpha_{\sin} = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\Delta u \cdot n}{2}\right) = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{0,0312 \cdot 32}{2}\right) = 59,9^\circ \quad (4.12)$$

Die Zusatzspannung pro Stufe sowie die Zusatzspannung für die maximale Stufe der unterschiedlichen Modellierungsarten eines symmetrischen PSTs sind in Tabelle 4.39 dargestellt.

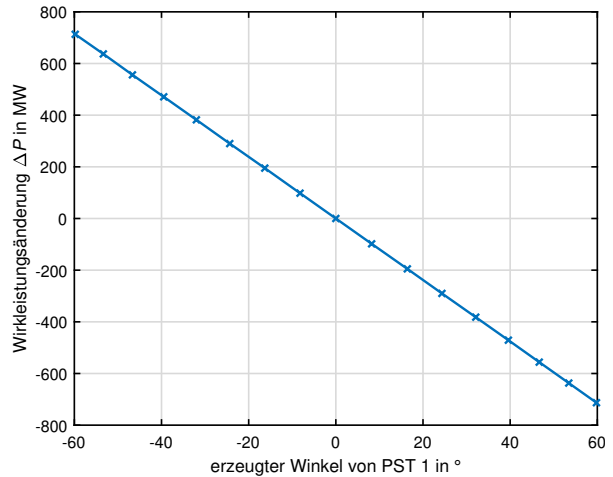
**Tabelle 4.39:** Zusatzspannungen für die verschiedenen Modellierungsarten

-	Leerlaufwinkel	Zusatzspannung pro Stufe	Zusatzspannung gesamt
-	$\alpha_{LL}$	$\Delta u$	$\Delta u \cdot n$
	°	%	%
$\alpha_{\tan}$	59,9	3,6	115,2
$\alpha_{\sin}$	59,9	3,12	99,8

In Abbildung 4.26 ist die Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  dargestellt, die PST 1 auf Leitung 1 in Abhängigkeit von der Stufenstellung und dem erzeugten Winkel bewirken kann. Die übertragene Wirkleistung auf Leitung 1 kann im maximalen Aussteuerbereich, der  $\pm 32$  Stufen und  $\pm 59,9^\circ$  Leerlaufwinkel umfasst, um  $\pm 713$  MW verändert werden. In Abbildung 4.26a ist ein minimal nichtlinearer Verlauf erkennbar. Dies liegt daran, dass der erzeugte Winkel pro Stufe aufgrund der Nichtlinearität des Tangens nicht konstant ist. In Abbildung 4.26b zeigt sich hingegen ein linearer Verlauf, was auf die Vereinfachungen der DC-Lastflussberechnung zurückzuführen ist.



(a) in Abhängigkeit der Stufenstellung

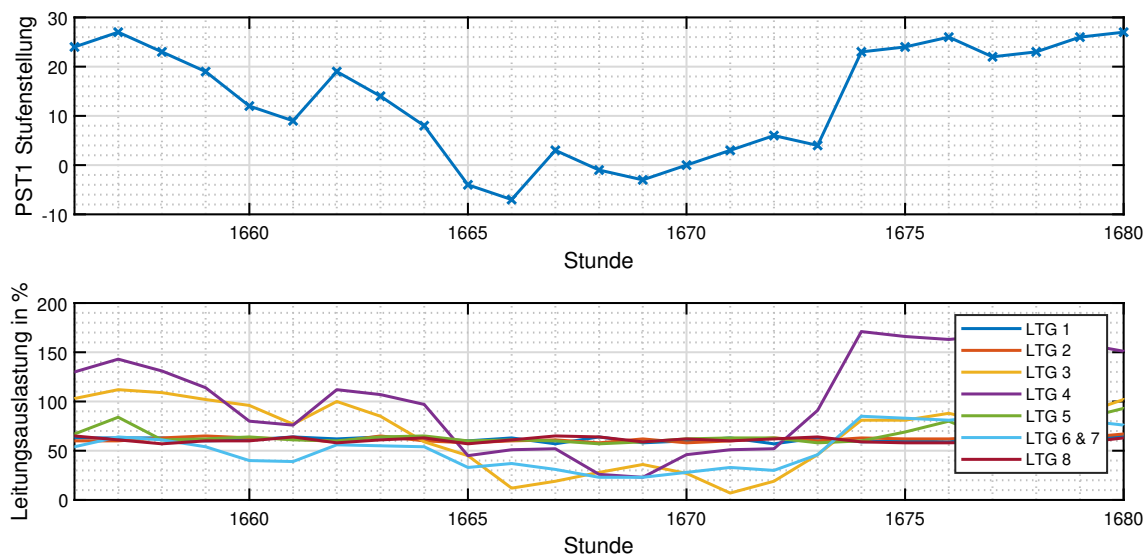


(b) in Abhängigkeit des erzeugten Winkels

**Abbildung 4.26:** Wirkleistungsänderung  $\Delta P$  auf Leitung 1 in Abhängigkeit von der Stufenstellung und dem erzeugten Winkel von PST 1.

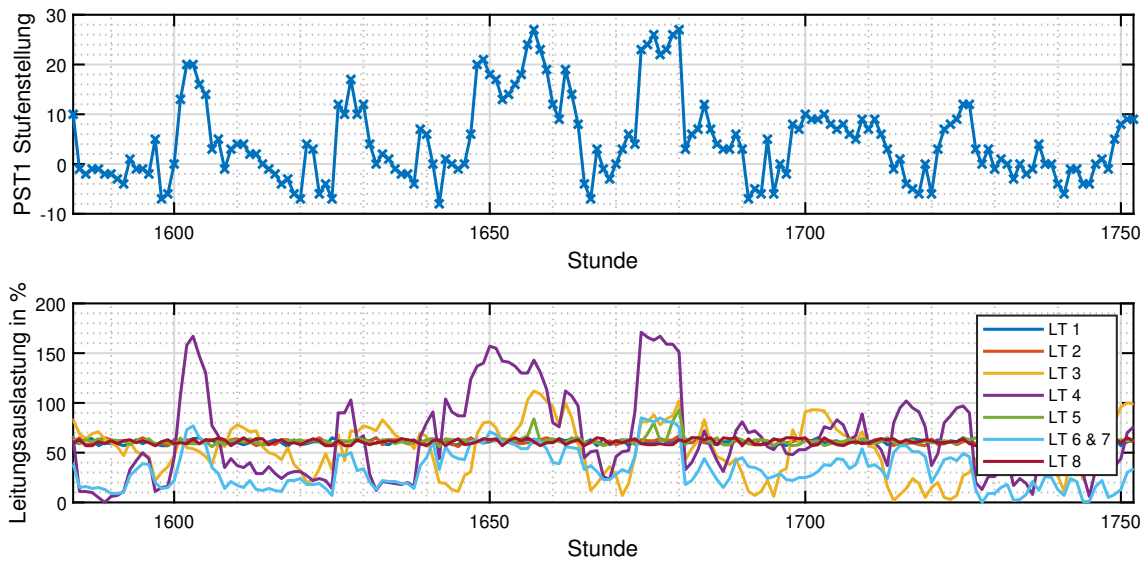
## 5 Prüfung der PST-Dimensionierung und Engpassanalyse durch Langzeitsimulation

Die Prüfung der PST-Dimensionierung soll Aufschluss über das Verhalten des PSTs mit der gewählten Dimensionierung im Netzverbund über einen längeren Zeitraum geben. Zudem soll ermittelt werden, welche Engpässe in der untersuchten Region auftreten können. Dabei werden die resultierenden Stufenstellungen der PSTs sowie deren Häufigkeitsverteilung analysiert. Diese Untersuchung basiert auf ähnlichen Regelbedingungen wie Lastfall B. Alle Phasenschiebertransformatoren an der Regelzonengrenze 1/2 werden auf eine Auslastung von 65 % geregelt. Bei einer geringeren Auslastung wird der Lastfluss durch den PST-Einsatz auf 65 % erhöht. Aufgrund der höheren durchschnittlichen Auslastung des zu dimensionierenden PSTs, sowie einer höheren Auslastung im Grundlastfall, wird das Netzmodell mit der Ausbaustufe 2027 herangezogen. Es wird das Verhalten im Zeitraum eines gesamten Monats untersucht. In den Abbildungen 5.1, 5.2 und 5.3 sind der Verlauf des Stufenstellers von PST 1 und die Auslastungen aller Leitungen für einen Tag, eine Woche und ein Monat dargestellt.

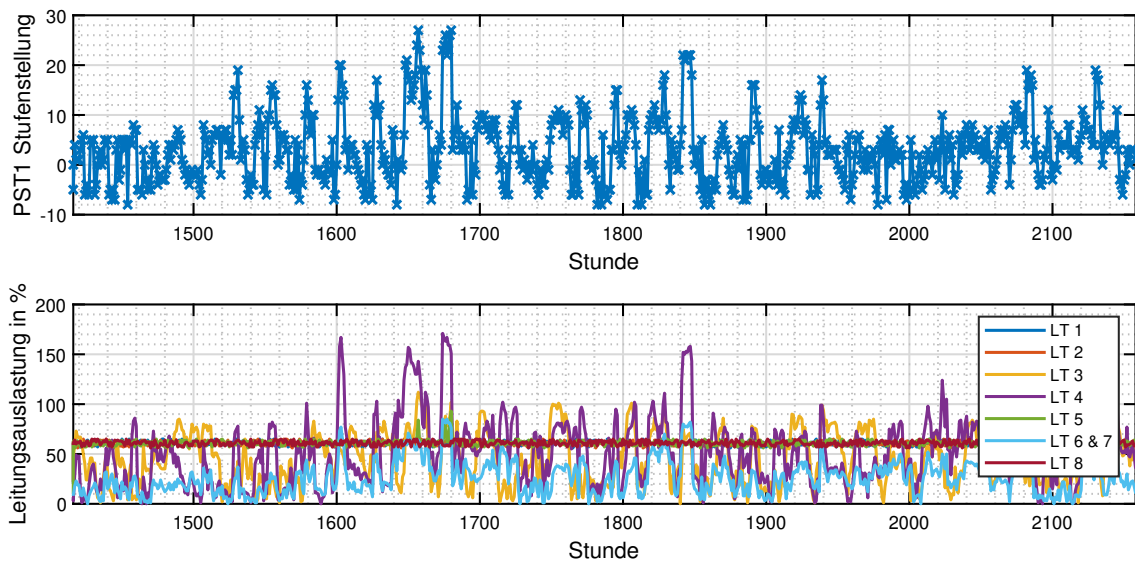


**Abbildung 5.1:** Stufenstellung von PST 1 und Auslastung aller Leitungen im Verlauf des 11. März

## 5 Prüfung der PST-Dimensionierung und Engpassanalyse durch Langzeitsimulation



**Abbildung 5.2:** Stufenstellung von PST 1 und Auslastung aller Leitungen im Verlauf vom 8. März bis 15. März



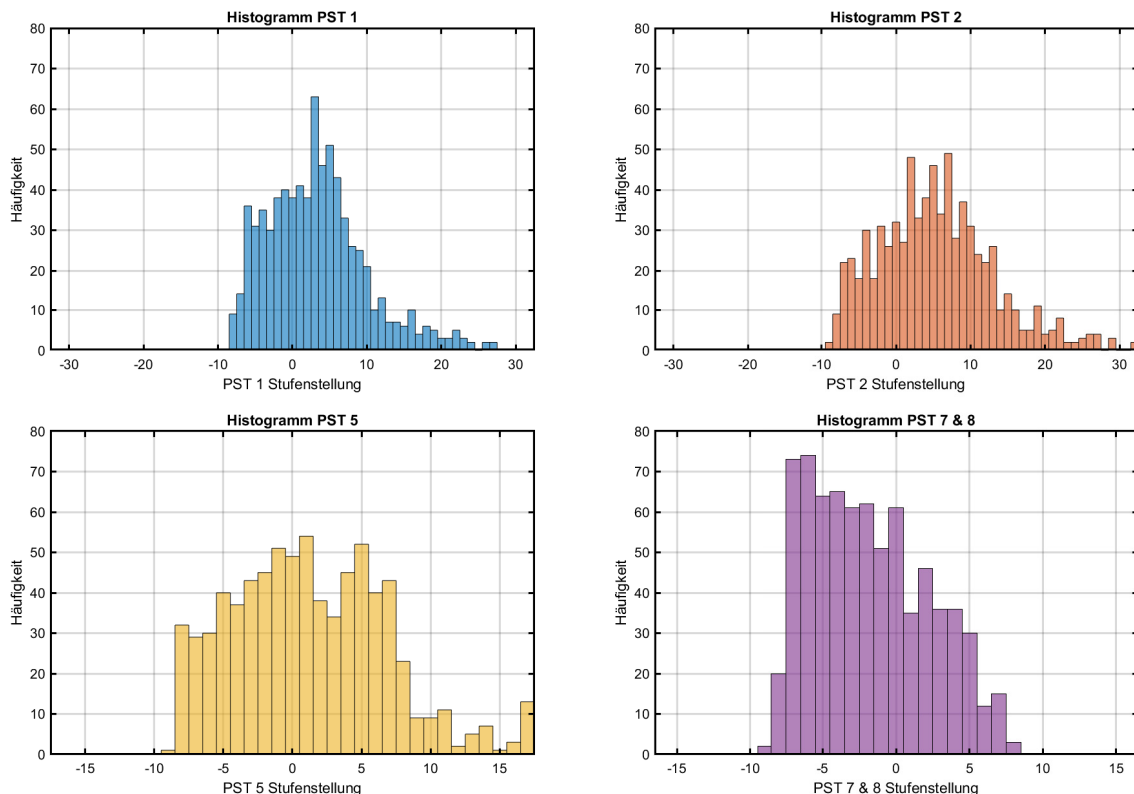
**Abbildung 5.3:** Stufenstellung von PST 1 und Auslastung aller Leitungen im Verlauf vom 01. März bis 31. März

Die Auslastungen der Leitungen 1, 2, 5 und 8 werden durch ihre in Serie geschalteten Phasenschiebertransformatoren begrenzt. Die Leitungen 3, 4, 6 und 7 hingegen werden von keinen lastflussregelnden Betriebsmittel in Serie direkt beeinflusst. Folglich ergibt sich für diese Leitungen ein unbeschränkter, belastungsabhängiger Verlauf. Die Phasenschiebertransformatoren 1, 2, 7 und 8 können auf den Leitungen 1, 2 und 8 die Auslastungsgrenze von 65 % stets einhalten. In den Abbildungen ist erkennbar, dass Leitung 5 das Auslastungsziel jedoch nicht immer einhalten kann. Daraus lässt sich ableiten, dass PST 5 bereits an seiner Aussteuergrenze ist und den Lastfluss nicht weiter begrenzen kann. In Abbildung 5.4 sind die Häufigkeitsverteilungen der



Stufenstellungen der PSTs 1, 2, 5, 7 und 8 dargestellt. Aus diesen Daten geht hervor, dass PST 5 im gesamten Monat 13-mal seine maximale Stufenstellung erreicht hat. Es bleibt zu erwähnen, dass Leitung 5 in keinem Netznutzungsfall ihre thermische Grenzleistung überschritten hat.

In den Abbildungen der Verläufe der Leitungsauslastungen zeigt sich, dass alle Leitungen ohne PST die 65 % Grenze überschreiten. Leitung 6 und 7 stellen dabei die geringsten Probleme dar, da sie die Auslastungsgrenze nur in 20 Fällen überschreiten und dabei einen maximalen Wert von 85 % erreichen. Leitung 3 überschreitet häufiger die 65 % Auslastung. Die thermische Grenzleistung wird jedoch nur in 7 Fällen erreicht, wobei ein Maximum von 108 % festgestellt wird. Im 100%-Auslastungsfall sind dafür kaum Maßnahmen notwendig. Es bleibt zu erwähnen, dass Leitung 4 sowohl die Auslastungsgrenze als auch ihre thermische Grenzleistung am häufigsten überschreitet. Im Worst-Case-Fall wird eine Auslastung von 171 % erreicht. Vergleicht man in Abbildung 5.2 den Verlauf der Stufenstellung von PST 1 mit der Auslastung von Leitung 4, sind parallele Muster erkennbar. Die Änderungen der Stufenstellung korrelieren sichtbar mit den Schwankungen der Leitungsauslastung von Leitung 4. Insbesondere fällt auf, dass Spitzen in der Stufenstellung des PSTs häufig mit Spitzen in der Auslastung der Leitungen einhergehen. Dies führt zur Erkenntnis, dass in Netznutzungsfällen mit einem sehr hohen Exportlastfluss von Regelzone 1 ein intensiver PST-Einsatz erforderlich ist. Dabei werden Anteile des Lastflusses von den PSTs auf die ungeregelten Leitungen, insbesondere auf Leitung 4, umverteilt. Der sichere Betrieb dieser Leitung ist in solchen Fällen ohne weiterführende Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch nicht möglich.



**Abbildung 5.4:** Histogramm der Häufigkeitsverteilung der verwendeten Stufenstellungen der geregelten PSTs von 01. März bis 31. März

In Abbildung 5.4 sind Histogramme der Häufigkeitsverteilungen der Stufenstellungen der geregelten PSTs über einen Monat dargestellt. Es zeigt sich, dass PST 1 zur Begrenzung der Auslastung auf 65 % eine maximale Stufenstellerposition von Stufe 27 erreicht. Das bedeutet, dass der PST immer noch 5 Stufen Reserve hat, bevor er vollständig angesteuert ist, wodurch ausreichend Aussteuerreserve in der Dimensionierung eingeplant wurde. Anzumerken ist hierbei, dass die Verteilung der Stufenstellungen im Bereich von -5 bis 10 am größten ist. Stufe -8 ist die niedrigste verwendete Stufe, was darauf zurückzuführen ist, dass in diesem Monat nur in weniger als 10 % der Fälle Leistung von Regelzone 2 nach Regelzone 1 importiert wurde. Die Häufigkeitsverteilung der Stufenstellungen von PST 2 zeigt ein sehr ähnliches Muster. Zu beachten ist hierbei, dass PST 2 mehrmals Stufenstellerpositionen größer als 25 benötigt, um seine Auslastung zu begrenzen. In zwei Netznutzungsfällen erreicht PST 2 sogar seine maximale Aussteuerung. Aus diesen Beobachtungen ergibt sich, dass sich die geplante Erweiterung an diesem Standort als sinnvoll erweist. Wie zuvor erläutert, stößt PST 5 in diesem Monat 13-mal an seine Aussteuergrenzen. Dabei kam es jedoch zu keiner Überschreitung der thermischen Grenzleistung. Aufgrund der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien und der Herausforderungen durch volatile Lastflüsse könnte eine Erweiterung des lastflussregelnden Betriebsmittels an diesem Standort sinnvoll sein. Die Phasenschiebertransformatoren 7 und 8 sind maximal bis zur Hälfte angesteuert, was bedeutet, dass an diesem Standort noch genügend Aussteuerreserve für steigende Anforderungen verfügbar ist. Zu beachten ist hierbei auch, dass der Einfluss der anderen PSTs auf Leitung 8 sehr gering ist, wie in der PSDF-Matrix in Tabelle 4.7 ersichtlich.

## 6 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Diese Arbeit befasst sich mit der technischen Dimensionierung und Regelung von Phasenschiebertransformatoren im Rahmen des Projekts zur Errichtung einer 220 kV-AC-Hochspannungsleitung aus dem Netzentwicklungsplan 2023. Ausgangspunkt war die zentrale Forschungsfrage: *Wie müssen die Stufenanzahl und die Zusatzspannung pro Stufe eines PSTs dimensioniert werden, um die Mindestkriterien für einen sicheren Netzbetrieb unter kritischen Netzsituationen zu erfüllen?* Zur Beantwortung dieser Frage wurde eine umfassende Simulationsstudie durchgeführt, die auf dem Netzmodell des Ten Year Network Development Plans 2022 basiert. Das darin enthaltene europäische Übertragungsnetz dient als Grundlage, um die zukünftigen Anforderungen an den PST der Netzausbauzustände 2027 und 2032 zu bewerten.

Der erste Schritt war die Ermittlung und Festlegung einer dimensionierungsrelevanten Region, die sowohl den zu betrachtenden PST als auch die umliegenden Betriebsmittel umfasst. Die Einbeziehung der in dieser Region befindlichen Phasenschiebertransformatoren war ein zentraler Aspekt dieser Arbeit. Diese umfassende Betrachtung ermöglicht es, die gegenseitige Beeinflussung der PSTs zu berücksichtigen. Gleichzeitig bietet sie eine verbesserte Grundlage zur Definition belastbarer Worst-Case-Szenarien. Die Analyse der relevanten Region mithilfe von Sensitivitätsfaktoren wie PTDF, LODF und PSDF zeigte klar die Betriebsmittel mit dem größten Einfluss auf den zu dimensionierenden PST auf.

In den 100%- und 65%-Auslastungsfällen wurden Leerlaufwinkel berechnet, die zur Bewältigung kritischer Situationen für den zu dimensionierenden PST nötig waren. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf Worst-Case-Szenarien, darunter Lastflussszenarien mit maximalem Export und Import im Ausbauzustand 2027. Im fiktiven Netzausbauzustand 2032 ergaben sich wesentliche Änderungen in der untersuchten Region. Durch den geplanten Leitungsausbau, einschließlich der Erweiterung des Standorts von PST 2 und Leitung 2, konnte die Grundauslastung von Leitung 1 reduziert werden. Gleichzeitig führte die Integration einer neuen Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung zu zusätzlichen Anforderungen. Unter diesen veränderten Bedingungen ergibt sich jedoch bei der Betrachtung des Worst-Case-Szenarios eine ähnliche Anforderung an den PST wie im Netzausbauzustand 2027. **Für die Dimensionierung wurden eine erforderliche Stufenanzahl von  $\pm 32$  und die dazugehörige Zusatzspannung von 3,6 % pro Stufe ermittelt. Damit in kritischen Situationen eine ausreichend große Aussteuerbarkeit möglich ist, wurde eine Aussteuerreserve in die Dimensionierung eingeplant. Es zeigt sich, dass das im Netz verbaute Fabrikat von PST 2 diese Anforderungen genau erfüllt.**

In den Simulationen der unterschiedlichen Szenarien sowie der Langzeitsimulation wurde deutlich, dass bestimmte Betriebsmittel in der relevanten Region bei diesen Extremsituationen wiederholt Überlastungen aufweisen. Die Phasenschiebertransformatoren 2 und 5 erreichen beide ihre maximale Stufe. Dabei ist zu beachten, dass dies bei PST 2 nur im Ausbauzustand 2027 festgestellt

werden konnte, da die geplante Erweiterung des Standorts im Ausbauzustand 2032 zu Verbesserungen führt. PST 5 erreicht in jedem untersuchten Szenario und auch im Regelbeispiel seine Aussteuergrenze. Eine Erweiterung oder Vergrößerung des lastflusstuernden Betriebsmittels könnte sich für diesen Standort daher als sinnvoll erweisen. Es bleibt zu erwähnen, dass Leitung 3 in den 65%-Auslastungsfällen ihr Auslastungsziel nicht erreichen konnte. Die thermischen Grenzen wurden jedoch nur geringfügig überschritten, sodass geringe Maßnahmen ausreichen könnten, um einen sicheren Zustand herzustellen. Besonders hervorzuheben ist, dass sich für Leitung 4 in allen Szenarien sowie im Regelbeispiel kritische Zustände einstellen. Es werden sowohl die Auslastungsziele als auch die thermischen Grenzen überschritten. Für einen sicheren Betrieb dieser Leitung kann in Worst-Case-Szenarien nur durch betriebliche Maßnahmen gesorgt werden. Eine längerfristige Maßnahme wäre die Integration eines lastflussregelnden Betriebsmittels an diesem Standort. Besonders hervorzuheben ist zudem, dass PST 1 mit der gewählten Dimensionierung alle Lastfälle im 100%- und 65%-Auslastungsfall sowie das Regelbeispiel übererfüllen kann.

Dennoch unterliegen die Ergebnisse bestimmten Unsicherheiten. Ein wesentlicher Faktor ist die Verwendung der DC-Lastflussberechnung, welche Blindleistungsflüsse, nicht lineare Effekte und Leitungsverluste vernachlässigt. Die linearisierte Darstellung kann insbesondere bei Betriebszuständen mit starken Auslastungen von der Realität abweichen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor liegt im zugrunde liegenden Netzausbau, wie er im TYNDP 2022 dargestellt wird. Der Zeitplan und die technische Umsetzung der geplanten Projekte können in der Realität von den Annahmen abweichen, was direkte Auswirkungen auf die Auslastung und Regelanforderungen des PSTs haben könnte. Es bleibt zu erwähnen, dass der Netzausbau ausschließlich für Regelzone 1 berücksichtigt wurde, wodurch Änderungen im umliegenden Netz gänzlich vernachlässigt wurden. Zu beachten ist hierbei auch, dass mit Ausnahme der relevanten Region keine im Netz befindlichen lastflusstuernden Betriebsmittel geregelt wurden. Der Einfluss bestehender und geplanter Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen wurde nur teilweise erfasst, was die zukünftige Netzsituation weiter beeinflussen könnte. Trotz all dieser Unsicherheiten kann das Ergebnis dieser Arbeit als gute Grundlage für die Dimensionierung dienen. Durch die Abschätzung der Worst-Case-Szenarien konnten möglicherweise einige Unsicherheiten bei den Anforderungen an den PST kompensiert und berücksichtigt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die in dieser Arbeit entwickelte Dimensionierung des Phasenschiebertransformators den Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs in kritischen Situationen gerecht wird. Die Berücksichtigung der Worst-Case-Szenarien zeigt, dass die vorgeschlagenen technischen Parameter die Betriebsfähigkeit des PSTs unter Einhaltung der Netzsicherheitskriterien gewährleisten können. Es bleibt jedoch zu beachten, dass die Ergebnisse aufgrund der im Modell verwendeten Vereinfachungen, wie der DC-Lastflussberechnung, und der Annahmen über den Netzausbau gewissen Unsicherheiten unterliegen. Dennoch bieten die gewonnenen Erkenntnisse eine wertvolle Orientierung für die praktische Umsetzung der Dimensionierung und können bei zukünftigen Netzplanungen berücksichtigt werden.

# Literatur

- [1] G. Migliavacca, Hrsg., *Advanced Technologies for Future Transmission Grids*. London: Springer, 2013, ISBN: 9781447145486. DOI: 10.1007/978-1-4471-4549-3.
- [2] K. F. Schäfer, *Systemführung: Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2022, ISBN: 9783658361983. DOI: 10.1007/978-3-658-36199-0.
- [3] Austrian Power Grid AG (APG), *Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG*. Austrian Power Grid AG, Juli 2023. Adresse: <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/>.
- [4] H. Renner, *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme (Skriptum)*. Technische Universität Graz, 2023.
- [5] N. Rahmanov, O. Ilyasov und H. Guliyev, *Application of voltage phase angle control in power system with unevenly loaded supply network*. E3S Web Conf., 216 (2020) 01050.
- [6] Y. et al.: *Power Flow Optimization and Economic Analysis Based on High Voltage Phase Shifting Transformer*. Energies 2022, 15, 2363. <https://doi.org/10.3390/en15072363>.
- [7] H. Zhu, C. Liu, M. Zhou, Y. Tang und W. Du, *Load Redistribution Attack in Optimal Power Flow with Phase Shifting Transformers*. 2023 IEEE 6th International Conference on Industrial Cyber-Physical Systems (ICPS), Mai 2023, S. 1–6. DOI: 10.1109/ICPS58381.2023.10127987.
- [8] J. Verboomen, *Optimisation of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers*. Dissertation, Technische Universität Delft, Delft, 2008.
- [9] M. Ramamoorthy und L. Toma, *Phase Shifting Transformer: Mechanical and Static Devices: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, und AI Techniques, Sep. 2016, S. 409–458, ISBN: 9781119035695. DOI: 10.1002/9781119175391.ch7.
- [10] S. Kulkarni und S. Khaparde, *Transformer Engineering: Design and Practice*. New York: Marcel Dekker, Inc., 2004, ISBN: 0824756533.
- [11] J. Yuan, W. Zhang, J. Mei u. a., *Independent Fast Phase Shifting Transformer: A Flexible and High-Precision Power Flow Controller*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 38, No. 6, Dez. 2023.
- [12] K. Solak und W. Rebizant, *Differential Protection of Single-Core Symmetrical Phase Shifting Transformers*. Proceedings of the 2015 9th International Conference on European Energy Market (EEM), Juli 2015, S. 1–5. DOI: 10.1109/EPE.2015.7161064.
- [13] W. Seitlinger, *Phase Shifting Transformers: Discussion of Specific Characteristics*. Advanced Solutions in Power Systems: Proceedings of CIGRÉ Session 1998, 1998.

## Literatur

- [14] IEEE, *IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers*. IEEE Std C57.135-2011 (Revision of IEEE Std C57.135-2001), Aug. 2011, S. 1–50. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.5993462.
- [15] J. H. Harlow, *Electric Power Transformer Engineering*, Second Edition. Boca Raton, FL: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2007, ISBN: 9780849391866.
- [16] K. Van den Bergh, E. Delarue und W. D’haeseleer, *DC power flow in unit commitment models*. University of Leuven (KU Leuven) Working Paper EN2014-12, 2014.
- [17] R. Schürhuber, *Planung und Betrieb elektrischer Energiesysteme (Skriptum)*. Technische Universität Graz, 2024.
- [18] J. Guo, Y. Fu, Z. Li und M. Shahidehpour, *Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, 2009, S. 1633–1634. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2024273.
- [19] S. Polster und H. Renner, *Berechnung elektrischer Energienetze*. Institut für elektrische Anlagen und Netze, Okt. 2017.
- [20] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen und R. Belmans, *Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis*. Proceedings of the 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, S. 454–459. DOI: 10.1109/PES.2005.1489581.
- [21] T. Nacht und H. Stigler, *Merchant Line, ein neuer Weg?* Technische Universität Graz, Graz: 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2011), Dez. 2011. Adresse: <https://www.researchgate.net/publication/228425864>.
- [22] Energie-Control Austria, *Bescheid V NIS 01/19 (unverbindliche öffentliche Fassung)*. Wien: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Ausnahme gem. Art. 63 ElBM-V, Interkonnektor, Österreich, Italien. Adresse: <https://www.e-control.at>.
- [23] ENTSO-E, *ENTSO-E Official Website*. ENTSO-E, 2023. Adresse: <https://www.entsoe.eu/>.
- [24] ENTSO-E, *European Projects in the Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*. ENTSO-E, 2023. Adresse: <https://tyndp.entsoe.eu/european-projects>.
- [25] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory 2024 Technical Reference: Two-Winding Transformers (3-Phase)*. Heinrich-Hertz-Straße 9, 72810 Gomaringen, Germany: DIgSILENT GmbH, 2024.