

Fachbereich Ingenieurwissenschaften

Masterarbeit

**Optimierte Betriebsführung von Stromnetzen
unter Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten**

von

Mohammad Aliyali

Betreuerin: Angela Maria Gamba Cardenas

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Sebastian Koj

Zweitprüfer: Dr.-Ing. Denis Mende

Wilhelmshaven, 26. Januar 2026

Name: Aliyali Vorname: Mohammad

Matrikelnummer: _____

Studiengang: Master Elektrotechnik

**Erklärung gemäß dem für Ihren Studiengang gültigen
Allgemeiner Teil (Teil A) der
Prüfungsordnung an der Jade Hochschule Wilhelmshaven/
Oldenburg/Eilsfleth sowie zur Nutzung von KI-Systemen**

Diese Bachelor-/Masterarbeit oder aufgrund einer anderen Prüfung abgefasste Arbeit ist
(Zutreffendes bitte ankreuzen)

- eine Einzelarbeit.
- eine Gruppenarbeit zusammen mit der/dem Studierenden

_____.

1. Hiermit versichere ich,
- a) dass ich die vorliegende Arbeit in allen Teilen bzw. bei einer Gruppenarbeit in den von mir bearbeiteten und entsprechend gekennzeichneten Teilen selbstständig und ohne fremde Hilfe angefertigt und keine anderen als die in der Arbeit angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe,
 - b) dass ich sämtliche wörtlichen oder sinngemäßen Übernahmen und Zitate kenntlich gemacht und nachgewiesen habe und
 - c) dass ich die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form in noch keiner anderen Prüfung vorgelegt habe.
2. Gemäß der mit der/dem Erstprüfenden getroffenen Verabredung bezüglich einer Verwendung generativer KI-Systeme gebe ich die nachfolgende Versicherung ab.
(Zutreffendes bitte ankreuzen)

- 1. Verbot generativer KI-Systeme**
Ich versichere, dass ich zur Erstellung der vorliegenden Arbeit keine generativen KI-Systeme genutzt habe.

2. Erlaubnis der Verwendung generativer KI-Systeme mit Dokumentationspflicht
Ich verantworte die Übernahme jeglichen Outputs der von mir verwendeten generativen KI-Systeme vollumfänglich selbst.

Ich habe alle von KI-Systemen generierten Outputs, die ich direkt oder indirekt verwendet habe, als solche ausgewiesen.

Ich habe in der Anlage „Dokumentation der Verwendung generativer KI-Systeme“ zur Arbeit dargelegt, welche generativen KI-Systeme ich genutzt habe, für welchen Zweck ich diese verwendet habe und auf welche Weise die Nutzung stattfand.

3. Gebot der Nutzung generativer KI-Systeme mit Dokumentationspflicht

Ich versichere, dass ich die von der oder dem Erstprüfenden explizit vorgegebenen Tools generativer KI-Systeme genutzt und alle von KI-Systemen generierten Inhalte und Texte oder anderen Darstellungsformen (Outputs) als solche ausgewiesen habe.

Ich bin mir bewusst, dass mit der Nutzung generativer KI-Systeme keine Garantie für die Qualität der Outputs verbunden ist.

Ich verantworte die Übernahme jeglichen Outputs der von mir verwendeten generativen KI-Systeme vollumfänglich selbst.

Ich habe in der Anlage „Dokumentation der Verwendung generativer KI-Systeme“ der Arbeit vollständig dargelegt, für welchen Zweck ich welche Systeme verwendet habe und auf welche Weise die Nutzung stattfand.

Mir ist bewusst, dass wahrheitswidrige Angaben als Täuschung behandelt werden.

Wilhelmshaven, den 26.01.2026

(Ort, Datum)

(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Sebastian Koj von Seiten der Jade Hochschule bedanken, der mich während des gesamten Bearbeitungszeitraums begleitet und wertvolle Hinweise zum Inhalt und Aufbau dieser Arbeit gegeben hat. Zudem danke ich ihm für das mir entgegengebrachte Vertrauen und die Möglichkeit, mich während meines Masterstudiums in seinem Fachgebiet einzubringen.

Mein besonderer Dank gilt meinen Betreuern am Fraunhofer IEE, Herrn Dr.-Ing. Denis Mende und Frau M.Sc. Angela Maria Gamba Cardenas, die mich in zahlreichen Gesprächen und konstruktiven Diskussionen mit fachlichen Ratschlägen unterstützt, die Ausgestaltung dieser Arbeit maßgeblich mitgeprägt und mir auch in herausfordernden Situationen Zuversicht vermittelt haben.

Weiterhin gilt mein Dank allen Kolleginnen und Kollegen des Bereichs Energienetze am Fraunhofer IEE, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Schließlich möchte ich aus tiefstem Herzen meiner Frau Shadi und unserem Sohn Adiyan danken. Danke, dass es euch in meinem Leben gibt und für all eure liebevolle Unterstützung, sowohl in guten als auch in schlechten Zeiten.

Kurzfassung

Die fortschreitende Elektrifizierung bislang fossiler Anwendungen und der damit verbundene langfristige Anstieg des Strombedarfs sowie der verbrauchsferne Zubau erneuerbarer Energien führen zu einer grundlegenden Transformation des elektrischen Energieversorgungssystems. Dadurch entsteht insbesondere die Notwendigkeit eines großräumigen Transports elektrischer Energie von den windreichen Regionen im Norden zu den industriellen Verbrauchszentren im Süden. Da der Ausbau der Stromnetze deutlich langsamer voranschreitet als der Ausbau der erneuerbaren Energien, gewinnt die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des bestehenden Netzes zunehmend an Bedeutung. Dies umfasst die optimale Nutzung freier Kapazitäten bzw. eine gezielte Höherauslastung des bestehenden Netzes unter Wahrung eines sicheren Betriebs nahe an den Stabilitätsgrenzen. Die daraus resultierende hohe Netzauslastung erfordert den Einsatz zusätzlicher betrieblicher Maßnahmen wie Redispatch zur Vermeidung oder Heilung von Engpässen, die sich methodisch als Optimierungsaufgaben beschreiben lassen. Unter diesen betrieblichen Höherauslastung können Netzsituationen auftreten, in denen die Stabilitätsaspekte trotz Einhaltung statischer Betriebsgrenzen nicht mehr gewährleistet werden. Daher kommt der Berücksichtigung zusätzlicher Stabilitätsaspekte sowie ihrer Bewertung in betrieblichen Optimierungsansätzen eine zunehmend große Bedeutung zu.

In der vorliegenden Masterarbeit wird eine solche Netzsituation modelliert, in der eine erhöhte Belastung im Testnetz noch innerhalb der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte erfolgt, die Annäherung an die Stabilitätsgrenze jedoch ausschließlich durch die zusätzliche Berücksichtigung von Stabilitätskennzahlen identifiziert werden kann. Auf dieser Basis wird das modular aufgebaute Optimierungswerkzeug AMYGO um zusätzliche Funktionalitäten erweitert, die eine systematische Berücksichtigung des Spannungsstabilitätskriteriums in Form eines Spannungsstabilitätsindikators und damit eine frühzeitige Identifikation kritischer Betriebszustände sowie eine gezielte Verbesserung der Netzstabilität in aktuellen und zukünftigen betrieblichen Optimierungsfragestellungen ermöglichen. Hierzu wird die Einbeziehung von Spannungsstabilitätsaspekten zunächst im Rahmen des Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow (VSC-OPF) für klassische Optimierungsprobleme und anschließend im Rahmen des Engpassmanagements untersucht. Dadurch lassen sich die Vorteile der Berücksichtigung von Spannungsstabilitätsindikatoren, insbesondere die Verbesserung der Stabilitätsmarge der optimierten Betriebspunkte bzw. die Gewährleistung eines sicheren Abstands zur Stabilitätsgrenze, aufzeigen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
1.1	Stand der Technik	1
1.2	Ziele der Arbeit	2
1.3	Struktur der Arbeit	3
2	Grundlagen	5
2.1	Optimaler Leistungsfluss	5
2.1.1	Einführung	5
2.1.2	Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems	8
2.1.3	Engpassmanagement	14
2.2	Stabilität von Elektroenergiesystemen	15
2.2.1	Resonanzstabilität	16
2.2.2	Stromrichter-getriebene Stabilität	17
2.2.3	Polradwinkelstabilität	17
2.2.4	Frequenzstabilität	18
2.2.5	Spannungsstabilität	18
3	Methodik und Modellierung	28
3.1	Methodik zur automatisierten Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse	28
3.2	Ausgangsbasis Optimierung	29
3.2.1	Aufbau der Modellierungsumgebung AMPL	29
3.2.2	Grundlegende Modellierung des Optimierungswerkzeugs AMYGO	30
3.3	Modellierungsansätze und -umsetzungen der Optimierungsprobleme	34
3.3.1	Optimierungsbasierte Ermittlung der maximal zulässigen Lasterhöhung	34
3.3.2	Modellierung eines VSC-OPF	35
3.3.3	Modellierung der Redispatch-Maßnahmen im Engpassmanagement	39
4	Simulation und Auswertung	42
4.1	Bewertung der Spannungsstabilität mittels VSI	42
4.1.1	Erhöhung der Blindleistung	43
4.1.2	Erhöhung der Scheinleistung	46
4.2	Anwendung der erweiterten Optimierungsprobleme in AMYGO	52
4.2.1	Basisfall	52

4.2.2	Optimierte Verbraucherleistung	53
4.2.3	Mehrzieloptimierung unter Einbeziehung der Spannungsstabilität .	55
4.2.4	Redispatch-Einsatz unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität	66
5	Zusammenfassung	73
6	Literaturverzeichnis	76
7	Anhang	83

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung der Spannungsstabilität und -sicherheit durch PV Kurven nach [Zhang et al. 2024]	2
2.1	π -Ersatzschaltbild eines Netzzweiges	11
2.2	Klassifikation der Systemstabilität basierend auf den Dynamiken auftretender Phänomene [Hatziargyriou et al. 2021]	16
2.3	PV-Kurven des in Abbildung 2.1 dargestellten Übertragungsleitungsmodells in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ [Kundur 1994]	21
4.1	IEEE-30-Bus-Testsystem in Anlehnung an [Attia et al. 2012]	44
4.2	VSI-Kennlinie und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Blindleistung an ausgewählten Knoten: (a) FVSI, (b) VCPI	45
4.3	VSI-Kennlinie und Spannungsverlauf bei induktiver Erhöhung der Scheinleistung an ausgewählten Knoten: (a) FVSI, (b) VCPI	48
4.4	VCPI- und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Scheinleistung (kapazitiv) an ausgewählten Knoten	50
4.5	Gültigkeitsbereich der Belastungssituationen für Knoten 30 unter Einbeziehung der Spannungsgrenze	51
4.6	VCPI- und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Scheinleistung (kapazitiv) am Knoten 30 mit einem Leistungsfaktor von 0,813	53
4.7	VCPI-Kennlinien der Leitung 27–30 und Spannungsverläufe am Knoten 30 für Optimierungsprobleme mit VCPI als Zielfunktionsbestandteil	60
4.8	VCPI-Kennlinien der Leitung 27–30 und Spannungsverläufe am Knoten 30 für Optimierungsprobleme mit VCPI in Zielfunktion und Nebenbedingungen	65
4.9	Resultierende Leitungs- und Trafoauslastungen bei wirtschaftlicher Redispatch-Optimierung (a), Redispatch-Mehrzieloptimierung unter Einbindung des MVSI (b) sowie des VSI_1 (c)	69
4.10	Vergleich der summierten Wirkleistungsverluste im ausgelasteten Testnetz für verschiedene Optimierungsansätze	70
4.11	Vergleich der Spannungsprofile des ausgelasteten Testnetzes für unterschiedliche Optimierungsansätze	71
4.12	Vergleich der MVSI-Werte aller Leitungen im ausgelasteten Testnetz für zwei Optimierungsansätze	72

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenfassung von Lösungsmethoden und ihre Zuordnung zu den Problemklassen [Frank et al. 2012]	7
2.2	Typische Entscheidungs- und Zustandsvariablen im OPF	9
2.3	Ausgewählte Spannungsstabilitätsindikatoren (VSIs)	27
4.1	Leistungsfluss- und Optimierungsergebnisse der jeweiligen Arbeitspunkte mit maximaler Scheinleistungsaufnahme am Knoten 30	55
4.2	Festlegung der Steuerungsparameter zur Aktivierung der jeweiligen Optimierungsziele	57
4.3	Optimierungs- und Leistungsflussergebnisse der Studienfälle für einen Arbeitspunkt mit: $P_{30} = 0,7960$ p.u., $Q_{30} = -0,5701$ p.u., $S_{30} = 0,9791$ p.u. und $\cos(\varphi)_{30} = 0,813$	62
4.4	Optimierungs- und Leistungsflussergebnisse der Arbeitspunkte (hervorgehoben in Abbildung 4.8) unter Berücksichtigung des VCPI als Nebenbedingung Für alle Arbeitspunkte gilt: $VCPI = 0,731$, $\cos(\varphi) = 0,813$	66
4.5	Angenommene Kostenparameter der Kraftwerke für den wirtschaftlichen Redispatch in Anlehnung an [Fraunhofer ISE 2024]	67
7.1	Busbezogene Leistungsflussergebnisse (Dispatch) aus Abschnitt 4.2.4	83
7.2	Zweigbezogene Leistungsflussergebnisse (Dispatch) aus Abschnitt 4.2.4	84
7.3	Zweigbezogene Optimierungsergebnisse (Wirtschaftlicher RD) aus Abschnitt 4.2.4	85

Abkürzungsverzeichnis

AC	engl. alternating current	MO-OPF	engl. multiobjective optimal power flow
AMPL	engl. A Mathematical Programming Language	MPC	engl. matpower case file
AMYGO	engl. Automated Modular Energy Grid Optimization	NLP	engl. nonlinear programming
CIG	engl. converter-interfaced generation	OLTC	engl. on load tap changer
CIGRE	frz. Conseil International des Grands Réseaux Électriques	OPF	engl. optimal power flow
DC	engl. direct current	PF	engl. power flow
DNLP	engl. discontinuous nonlinear programming	p.u.	engl. per unit
ED	engl. economic dispatch	PV-Kurve	engl. active power-voltage curve
engl.	englisch	QP	engl. quadratic programming
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	QV-Kurve	engl. reactive power-voltage curve
FACTS	engl. flexible AC transmission systems	RD	engl. redispatch
IEEE	engl. Institute of Electrical and Electronics Engineers	SC-OPF	engl. security constrained optimal power flow
IPMs	engl. interior-point methods	SLP	engl. sequential linear programming
IPOPT	engl. interior point optimizer	SQP	engl. sequential quadratic programming
LP	engl. linear programming	SSR	engl. subsynchronous resonance
Ltg	Leitung	s. t.	engl. subject to
MINLP	engl. mixed-integer nonlinear programming	SVC	engl. static var compensator
MIP	engl. mixed integer programming	VSC-OPF	engl. voltage stability constrained optimal power flow
		VSI	engl. voltage stability index

1 Einleitung und Motivation

1.1 Stand der Technik

Die zunehmende verbrauchsferne Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Dekarbonisierung der Wirtschaft sowie der gemäß dem aktuellen Netzentwicklungsplan [Übertragungsnetzbetreiber 2025] in den nächsten Jahren prognostizierte Anstieg des Strombedarfs infolge der Umstellung von fossilen Brennstoffen in den Bereichen Verkehr, Industrie und Gebäude auf emissionsfrei betriebene elektrische Systeme stellen hohe Anforderungen an das bestehende Netz, insbesondere im Hinblick auf den Energietransport zwischen den Windkraftregionen im Norden und den Industriezentren im Süden. Der Netzausbau verläuft aufgrund komplexer und zeitintensiver Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich langsamer als der Zubau erneuerbarer Energien [Bauermann et al. 2024].

Unter diesen Bedingungen ist es erforderlich, die Übertragungsfähigkeit des bestehenden Netzes durch eine optimale Nutzung freier Kapazitäten bzw. eine Höherauslastung unter Wahrung eines kosteneffizienten Netzbetriebs zu erhöhen und gleichzeitig einen sicheren Systembetrieb nah an den Stabilitätsgrenzen zu ermöglichen [Bundesnetzagentur 2025a]. Die damit einhergehende hohe Netzauslastung erfordert in der praktischen Umsetzung zusätzliche betriebliche Sicherheitsmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber, wie beispielsweise Redispatch zur Engpassvermeidung bzw. -heilung, welcher sich als Optimierungsproblem formulieren lässt [Deutsche Energie-Agentur 2024]. Diese und weitere Optimierungsfragestellungen werden grundsätzlich als optimaler Leistungsfluss (engl.: Optimal Power Flow – OPF) bezeichnet, wobei der optimale Betrieb eines Stromnetzes in Abhängigkeit von der jeweiligen Fragestellung unter Berücksichtigung der relevanten Randbedingungen angestrebt wird. Durch die zuvor genannten Anforderungen an das Bestandsnetz werden diese Optimierungsprobleme vermehrt um zusätzliche Stabilitätskriterien erweitert, um einen langfristig zuverlässigen Betrieb von Energiesystemen nahe an ihren Stabilitätsgrenzen zu gewährleisten [Bundesnetzagentur 2020; Mende et al. 2022].

1.2 Ziele der Arbeit

Aus dem aktuellen Systemstabilitätsbericht der Bundesnetzagentur [Bundesnetzagentur 2025b] geht hervor, dass die Berücksichtigung sicherheitsbedingter sowie betrieblicher Grenzen wie beispielsweise des zulässigen Spannungsbandes als Nebenbedingungen in der Formulierung des OPF-Problems notwendige, jedoch nicht hinreichende Bedingungen zur Gewährleistung eines ausreichenden Abstands zur Stabilitätsgrenze des Systems und damit einer ausreichenden Stabilitätsreserve darstellen. Dies bedeutet, dass es Netz-situationen geben kann, in denen selbst innerhalb des Betriebsspannungsbandes die Spannungsstabilitätsgrenzen verletzt werden und infolgedessen eine Langzeitspannungsinstabilität auftreten kann. In klassischen betrieblichen Optimierungsproblemen werden Stabilitätsaspekte in der Regel nicht explizit berücksichtigt. Hierzu zählen neben der bereits erwähnten Spannungsstabilität u. a. auch die Polradwinkel- und die Frequenzstabilität. Abbildung 1.1 zeigt exemplarisch die bereits adressierte kritische Netzsituation, welche im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit modelliert wird. Während im Betriebsfall 1 durch die Einhaltung der unteren Spannungsgrenze (Punkt c_1) ein sicherer Abstand zum Spannungskollapspunkt (Punkt b_1) gewährleistet ist, können sich Netz-situationen wie im Betriebsfall 2 ergeben, in denen die maximal übertragbare Wirkleistung bzw. der Kipp-punkt (Punkt b_2) bereits überschritten wird, obwohl die Knotenspannungen weiterhin innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen liegen.

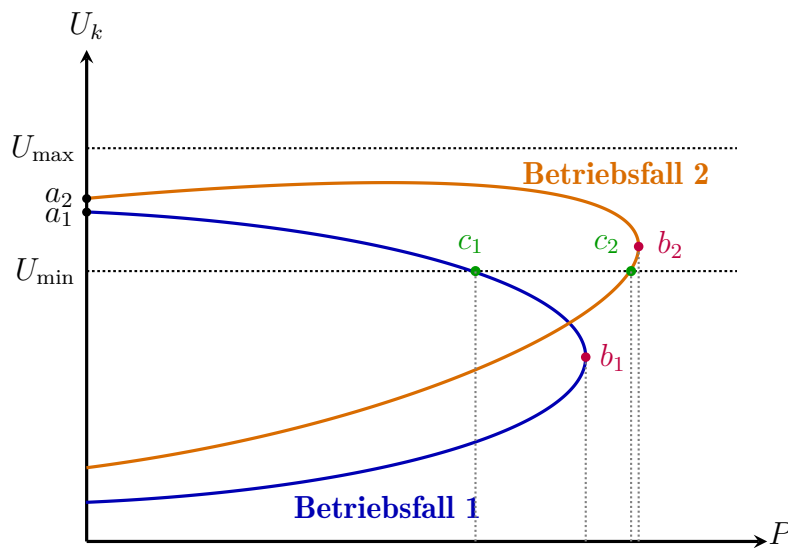


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung der Spannungsstabilität und -sicherheit durch PV Kurven nach [Zhang et al. 2024]

Dies unterstreicht die Notwendigkeit der Berücksichtigung zusätzlicher statischer Spannungsstabilitätskriterium in betrieblichen Optimierungsfragestellungen zur frühzeitigen Identifikation kritischer Betriebszustände. Vor diesem Hintergrund liegt das übergeordnete Ziel dieser Arbeit in der modelltechnischen Erweiterung des hierzu eingesetzten

Optimierungswerkzeugs AMYGO, sodass neben der Durchführung klassischer Optimierungen im Kontext der elektrischen Energieversorgung auch Spannungsstabilitätsaspekt explizit einbezogen werden. Dadurch soll nicht nur ein innerhalb des zulässigen Betriebsbereichs liegender und im wirtschaftlichen oder technischen Sinne vorteilhafter Arbeitspunkt auf Basis klassischer Optimierungsfragestellungen ermittelt werden, sondern gleichzeitig ein Betriebspunkt angestrebt werden, der aufgrund eines vergrößerten bzw. definierten Abstands zur Stabilitätsgrenze eine ausreichende Spannungsstabilität aufweist. Hierbei werden die Spannungsstabilitätsindikatoren als statische Kenngrößen sowohl zur Berücksichtigung der Spannungsstabilität als auch zu deren Bewertung in der Formulierung der Optimierungsprobleme eingesetzt. Da sich die Spannungsstabilitätsindikatoren in ihrer Sensitivität gegenüber Lastveränderungen unterscheiden, soll ihre Leistungsfähigkeit zur Bewertung der Spannungsstabilität in verschiedenen Belastungsszenarien analysiert werden. Darüber hinaus soll diese Arbeit das bestehende Optimierungswerkzeug dahingehend erweitern, dass aktuelle und zukünftige betriebliche Fragestellungen im Rahmen einer Mehrzieloptimierung unter expliziter Berücksichtigung von Spannungsstabilitätsaspekten untersucht werden können.

1.3 Struktur der Arbeit

Um die Ziele dieser Arbeit zu erreichen, ergibt sich im Folgenden die Struktur der Arbeit.

In Kapitel 2 werden die theoretischen Grundlagen der Arbeit dargestellt. Zu Beginn erfolgt eine mathematische Beschreibung der optimalen Leistungsflussberechnung (OPF) unter Betrachtung der einzelnen Bestandteile der OPF-Formulierung. Darauf aufbauend wird Redispatch als zentrale Maßnahme des Engpassmanagements im Kontext des optimalen Leistungsflusses eingeordnet. Anschließend werden die Stabilitätsaspekte elektrischer Energiesysteme zusammenfassend erläutert und klassifiziert. Abschließend werden Aspekte der Spannungsstabilität sowie Methoden zu deren Bewertung u. a. die PV-Kurve und Spannungsstabilitätsindikatoren behandelt.

Das Kapitel 3 beschreibt die Methodik und Modellierung der in dieser Arbeit betrachteten Stabilitätsanalyse und Optimierungsansätze. Hierbei wird zunächst der generelle Berechnungsablauf des in pandapower entwickelten Tools zur Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse dargelegt. Anschließend werden neben der Einführung des Optimierungswerkzeugs AMYGO und der Modellierungsumgebung AMPL die modelltechnischen Erweiterungen sowie die entwickelten Problemformulierungen erläutert, die die Basis für die durchgeführten Simulationen bilden.

Die Schwerpunkte von Kapitel 4 liegen auf zwei zentralen Aspekten. Zum einen wird ein Vergleich der Sensitivitäten der zur Bewertung der statischen Spannungsstabilität verwendeten Indikatoren in unterschiedlichen Betriebszuständen u. a. auch im bereits adressierten spannungsstabilitätskritischen Netzzustand unter Einhaltung der betrieblichen Grenzen durchgeführt. Zum anderen werden die modellierten Optimierungsansätze unter Berücksichtigung eines Spannungsstabilitätsindikators in definierten Studienfällen, die unterschiedliche Optimierungsziele u. a. die Optimierung von Netzverlusten und Energieerzeugungskosten verfolgen, im Testnetz angewendet und die resultierenden Ergebnisse ausgewertet. Hierbei lassen sich die Indikatoren sowohl als Bestandteil der Zielfunktion als auch in Form von Nebenbedingungen in die Formulierung entsprechender Optimierungsprobleme integrieren. Abschließend wird ein praxisnaher Anwendungsfall im Rahmen des Engpassmanagements betrachtet, um die Auswirkungen der Einbeziehung von Spannungsstabilitätsaspekten zu analysieren.

Kapitel 5 fasst die wesentlichen Inhalte und zentralen Erkenntnisse der gesamten Arbeit zusammen.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die relevanten theoretischen Konzepte eingeführt, die der in dieser Arbeit entwickelten Methodik zugrunde liegen. Zunächst wird die optimale Leistungsflussberechnung eingeführt, wobei die mathematische Formulierung der damit verbundenen Optimierungsaufgaben im Kontext elektrischer Energiesysteme dargelegt wird. Darauf aufbauend wird das Engpassmanagement als praxisrelevante Anwendung der dargestellten Optimierungsansätze betrachtet. Anschließend folgt die Einführung in die Energiesystemstabilität mit besonderem Fokus auf die Aspekte der Spannungsstabilität. Hierbei werden Spannungsstabilitätsindikatoren als Bewertungsmethode zur Beurteilung der Spannungsstabilität herangezogen und ferner als Stabilitätskriterium innerhalb der Optimierung berücksichtigt.

2.1 Optimaler Leistungsfluss

2.1.1 Einführung

Durch die klassische Leistungsflussberechnung (engl.: Power Flow) wird der stationäre Betriebszustand elektrischer Energiesysteme für fest vorgegebene Betriebsgrößen wie beispielsweise die Leistungsaufnahme der Verbraucher, die Einspeisungen der Generatoren, Transformatorstufungen oder Schalterstellungen bestimmt. Aus der Lösung der nichtlinearen Leistungsflussgleichungen ergeben sich die Knotenspannungen sowie die Leistungsflüsse im Netz. Demgegenüber stellt die optimale Leistungsflussberechnung (OPF) ein nichtlineares Optimierungsproblem dar. Hierbei werden die Entscheidungsvariablen derart angepasst, dass ein vorgegebenes Optimierungsziel in Form einer Zielfunktion erreicht wird, während zugleich die Leistungsflussgleichungen sowie die betrieblichen Grenzen der Betriebsmittel als Nebenbedingungen eingehalten werden. In der deutschsprachigen Literatur hat sich ebenfalls der englische Begriff Optimal Power Flow (OPF) etabliert. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher einheitlich die Abkürzung OPF verwendet.

Der OPF wurde von Carpentier in den 1960er-Jahren als Erweiterung des klassischen Optimierungsproblems der wirtschaftlichen Kraftwerkeinsatzplanung (engl.: Economic Dispatch - ED) in Stromversorgungssystemen eingeführt, wobei sein wesentlicher Beitrag in der Integration der elektrischen Leistungsflussgleichungen in die Problemformulierung

der wirtschaftlichen Kraftwerkeinsatzplanung bestand [Frank und Rebennack 2016]. Klassische OPF-Formulierungen entstanden historisch vor dem Hintergrund, den wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke zu optimieren, wobei die Verteilung der Erzeugungsleistungen primär mit Blick auf die Minimierung der Gesamterzeugungskosten erfolgt [Dommel und Tinney 1968].

Die elektrischen Energiesysteme haben sich seit der Einführung des OPF-Konzepts erheblich weiterentwickelt. Moderne Netze weisen eine zunehmende Durchdringung mit regelbaren Betriebsmitteln auf, deren Einbindung in mathematische OPF-Modelle eine besondere Herausforderung darstellt. Hierzu zählen unter anderem Leistungstransformatoren mit Laststufenschalter (engl.: On Load Tap Changer - OLTC), Serien- und Quer-Kompensationsanlagen sowie FACTS-Elemente (engl.: Flexible AC Transmission Systems). Da diese Betriebsmittel die Leistungsflüsse im Netz wesentlich beeinflussen, ist ihre Integration in praxisrelevante OPF-Modelle von zentraler Bedeutung. Eine besondere Herausforderung ergibt sich daraus, dass viele dieser Betriebsmittel über diskrete Stellgrößen wie beispielsweise Transformatorstufungen verfügen, deren exakte Modellierung ein großes und schwer lösbares „gemischt-ganzzahliges nichtlineares Problem“ – oder kurz „MINLP“ erzeugt [Frank und Rebennack 2016]. Die Definition von MINLP wird im Folgenden näher erläutert. In Abhängigkeit vom Optimierungsziel ergeben sich unterschiedliche OPF-Formulierungen, die sich durch die Wahl der Variablen (kontinuierlich oder diskret), Zielfunktionen und Nebenbedingungen unterscheiden. Die gewählte Formulierung hat häufig Auswirkungen sowohl auf die Gestaltung der Lösungsverfahren als auch auf die Lösungsgenauigkeit. Hierbei können die typischen Formulierungen der Zielfunktion und der Nebenbedingungen beispielsweise als linear oder nichtlinear klassifiziert werden. Dadurch kann die Problemklasse des Optimierungsproblems in die genannten Kategorien sowie deren Unterkategorien eingeteilt werden [Frank et al. 2012; Mende 2022; Stock 2019]:

- Lineare Programme (engl.: Linear Programming - LP): Die Zielfunktion und alle Nebenbedingungen sind linear.
 - Gemischt Ganzzahlige Programme (engl.: Mixed Integer Programming - MIP): In der Zielfunktion oder in mindestens einer Nebenbedingung tritt eine diskrete Entscheidungsvariable auf, wie beispielsweise die Position des Stufenschalters eines Transformators.
- Nichtlineare Programme (engl.: Nonlinear Programming - NLP): Die Zielfunktion oder mindestens eine Nebenbedingung ist nichtlinear.
 - Quadratische Programme (engl.: Quadratic Programming- QP): Die Zielfunktion oder mindestens eine Nebenbedingung ist quadratisch.
 - Nichtlineare Programme mit nichtkontinuierlichen Ableitungen (engl.: Discontinuous Nonlinear Programming- DNLP): Die Zielfunktion oder mindestens

eine Nebenbedingung ist nichtlinear und weist nichtkontinuierliche Ableitungen auf.

Darüber hinaus lassen sich aus diesen grundlegenden Problemklassen weitere Varianten ableiten, wie beispielsweise gemischt-ganzzahlige nichtlineare Programme (engl.: mixed-integer nonlinear programming - MINLP). Die Einbindung der Leistungsflussgleichungen in Polarform in die Nebenbedingungen führt zu Nichtlinearitäten im OPF-Problem, wodurch die in vorliegender Arbeit betrachteten OPF-Modelle der Klasse der NLP-Probleme zuzuordnen sind.

Ziel der Optimierung ist es, den minimalen bzw. optimalen Zielfunktionswert unter Berücksichtigung der in den Nebenbedingungen festgelegten Restriktionen zu ermitteln. Dies erfolgt durch den Einsatz geeigneter Lösungsverfahren und -methoden, die auf die jeweiligen Problemklassen ausgerichtet sind. Tabelle 2.1 stellt die in der Literatur häufig eingesetzten Lösungsmethoden im OPF-Kontext dar und ordnet sie den jeweiligen Problemklassen zu [Frank et al. 2012].

Lösungsmethode	Problemklasse	Verwendung im OPF-Kontext
Simplex Method	Lineare Programme (LP)	Erfordert eine Linearisierung der OPF-Gleichungen (Genauigkeitsverlust); sehr schnell in den meisten Anwendungen; direkt für DC-OPF einsetzbar.
Sequential Linear Programming (SLP)	LP (iterativ approximativ)	Iteratives LP-basiertes Verfahren; schnell und flexibel, annähert NLP-Genauigkeit; jedoch nur lokale Optima und ggf. Konvergenzprobleme bei stark nichtlinearen Modellen.
Sequential Quadratic Programming (SQP)	Quadratische Programme (QP)	Iteratives QP-basiertes Verfahren; sehr effizient und genau, verwendet Leistungsfluss zur Linearisierung; weit verbreitet in Forschung und Praxis.
Innere-Punkte-Verfahren (IPMs)	Lineare / Nichtlineare Programme (LP, NLP)	Schnelle, robuste OPF-Verfahren mit Barriere-Funktionen; erfordern jedoch eine sorgfältige Parametereinstellung und Konvergenzüberwachung.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung von Lösungsmethoden und ihre Zuordnung zu den Problemklassen [Frank et al. 2012]

Nach [Capitanescu et al. 2005a; Maack 2023] eignen sich Innere-Punkte-Verfahren besonders für AC-OPF, da sie die stark dünnbesetzten und oft schlecht konditionierten linearen Gleichungssysteme, die in jedem Iterationsschritt entstehen, effizient ausnutzen können und dadurch eine schnelle Konvergenz ermöglichen.

Auf softwaretechnischer Ebene werden die Lösungsalgorithmen durch sogenannte „Solver“ realisiert. Für die in dieser Arbeit betrachteten Optimierungsfragestellungen kommt der Solver IPOPT zum Einsatz, der ein primal-duales Innere-Punkte-Verfahren implementiert und aufgrund der zuvor genannten Eigenschaften insbesondere für OPF-Probleme geeignet ist. Für eine detaillierte mathematische Beschreibung und Herleitung dieses Verfahrens wird an dieser Stelle auf weiterführende Literatur [COIN-OR Foundation 2024; Wächter und Biegler 2006] verwiesen.

In der englischsprachigen Literatur wird bei der expliziten Berücksichtigung betrieblicher Grenzen elektrischer Energiesysteme sowie von Sicherheitsaspekten des Stromnetzes, wie beispielsweise dem Ausfall einzelner Netzkomponenten oder der Einschränkung bestimmter Netzgebiete, von einem Security-Constrained Optimal Power Flow (SC-OPF) gesprochen. In praxisnahen Optimierungsproblemen sind Sicherheitsanforderungen und betriebliche Grenzwerte jedoch grundsätzlich wesentlicher Bestandteil der Modellierung und werden als Nebenbedingungen formuliert. Der SC-OPF stellt somit eine erweiterte Form des klassischen OPF dar, die zusätzliche Sicherheitsrestriktionen berücksichtigt. Ziel ist eine Lösung, die auch unter einer definierten Reihe von Ausfallszenarien realisierbar bleibt [Frank und Rebennack 2016].

2.1.2 Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems

Das Optimierungsproblem wird durch eine Zielfunktion $f(x, u)$ sowie eine Menge von Nebenbedingungen $g(x, u)$ und $h(x, u)$ beschrieben, deren mathematische Formulierung als Standardform in Gleichung 2.1 dargestellt ist [Kundur 1994]. Im Folgenden erfolgt eine genauere Betrachtung der einzelnen Bestandteile der Problemformulierung des OPF. Das Ergebnis einer Optimal-Power-Flow-Bestimmung ist stets nur für einen betrachteten Arbeitspunkt des Netzes gültig.

$$\begin{aligned} & \min f(x, u) \\ \text{s. t. } & g(x, u) = 0 \\ & h(x, u) \leq 0 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Variablen

Entscheidungsvariablen u (engl.: Control Variables) sind in gewissen Grenzen unabhängige Betriebsgrößen, über ihren Wert durch das Lösungsverfahren frei entschieden werden kann. Solche Variablen können kontinuierlich, diskret oder binär sein. Zustandsvariablen

x (engl.: state variables) repräsentieren den elektrischen Zustand des Systems, beispielsweise die Spannungsbeträge und -winkel an allen Netzknoten, und ergeben sich aus der Einhaltung der als Nebenbedingung formulierten Leistungsflussgleichungen. Somit sind diese kontinuierlichen Größen im Rahmen der Optimierung nicht frei wählbar, sondern nehmen einen gewissen Wert (Zustand) ein [Frank et al. 2012; Momoh 2001].

Die Auswahl der Entscheidungsvariablen richtet sich nach dem angestrebten Optimierungsziel und der gewählten OPF-Formulierung. Im Rahmen der Formulierung des Optimierungsproblems häufig vorkommende Entscheidungs- und Zustandsvariablen sind Tabelle 2.2 zu entnehmen.

Tabelle 2.2: Typische Entscheidungs- und Zustandsvariablen im OPF

(a) Entscheidungsvariablen		(b) Zustandsvariablen	
Variable	Typ	Variable	Typ
Wirkleistungseinspeisung	kontinuierlich	Spannungsbetrag am Knoten	kontinuierlich
Blindleistungseinspeisung	kontinuierlich	Spannungswinkel am Knoten	kontinuierlich
Positionen von Transformator-Stufenstellern	diskret	Wirkleistungsfluss auf der Leitung	kontinuierlich
Regelungssollwerte von FACTS-Elementen	kontinuierlich	Blindleistungsfluss auf der Leitung	kontinuierlich
		Zweigströme	kontinuierlich

Zielfunktion

In der Problemformulierung eines OPF lassen sich je nach Zielsetzung verschiedene Zielfunktionen definieren. Zudem ist es möglich, mehrere Zielgrößen wie beispielsweise minimale Verluste und einen kostenoptimalen Netzbetrieb über Gewichtungsfaktoren zu einer gemeinsamen Gesamtzielfunktion zu verknüpfen [Schäfer 2023]. Diese Tatsache bildet die Grundlage für den in dieser Arbeit behandelte Mehrzieloptimierung im Rahmen der Optimalen Leistungsflussberechnung (engl.: Multiobjective Optimal Power Flow, MO-OPF) (vgl. Abschnitt 3.3.2). Durch die Lösung des Optimierungsproblems wird der optimale Zielfunktionswert bestimmt, der sich aus den in der Zielfunktion enthaltenen und ggf. gewichteten Zielgrößen zusammensetzt, die je nach Optimierungsfragestellung zu minimieren oder zu maximieren sind. Auf diese Weise kann innerhalb des zulässigen Betriebsbereichs im Normalbetrieb ein technisch sowie wirtschaftlich vorteilhafter Arbeitspunkt eingestellt werden.

Die Energieerzeugungskosten konventioneller Kraftwerke werden häufig durch quadratische Kostenkennlinien approximiert. Die zu minimierende Gesamtkostenfunktion f_{Kosten} ergibt sich gemäß Gleichung 2.2 als Summe der Generatorkosten $f_{\text{Gen_Kost}}(P_{g,i})$ über alle in Betrieb befindlichen Generatoren, wobei n_g die Anzahl der Generatorknoten bezeichnet,

a_i , b_i und c_i die Kostenkoeffizienten des Generators i darstellen und $P_{g,i}$ die von Generator i erzeugte Wirkleistung beschreibt [Ebeed et al. 2018].

$$F_{\text{Kosten}} = \sum_{i=1}^{n_g} f_{\text{Gen_Kost}}(P_{g,i}) = \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{g,i} + c_i P_{g,i}^2) \quad (2.2)$$

Die Verlustminimierung ist als nachgelagertes Optimierungsziel nach der Erzeugungskostenminimierung dann vorteilhaft, wenn in der Kostenminimierung nicht alle verfügbaren Entscheidungsvariablen, sondern lediglich die Wirkleistungseinspeisungen der Generatoren als Entscheidungsvariablen herangezogen wurden. In diesem Fall kann eine anschließende Verlustoptimierung mit einem erweiterten Satz an Entscheidungsvariablen zu einer weiteren Reduktion der Netzverluste führen. Hierbei kann die Verlustoptimierung mit zusätzlichen Effekten auf zusammenhängende Netzgrößen einhergehen, ohne diese explizit zu optimieren. Dazu zählen beispielsweise geringere Leitungsüberlastungen infolge reduzierter Leitungsströme sowie Veränderungen des Spannungsprofils als resultierende Effekte des optimierten Leistungsflusses. Es gibt zwei grundlegende Ansätze zur Verlustminimierung:

1. Minimierung der Wirkleistungseinspeisung des Bilanzknotens
2. Minimierung der Summe der Verluste der Betriebsmittel im Netz, unter anderem von Leitungen, Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen sowie leistungselektronischen Komponenten

Der erste Ansatz reduziert die gesamten Netzverluste global. Der zweite Ansatz ermöglicht eine gezielte Optimierung in Teilbereichen des Netzes, indem die Verluste ausgewählter verlustbehafteter Betriebsmittel explizit in die Zielfunktion einbezogen werden. Die Gleichung (2.3) stellt gemäß dem zweiten Ansatz die Zielfunktion der Verlustminimierung f_{Verluste} als Summe der Wirkleistungsverluste $P_{\text{Verlust},i}$ über alle n_l Leitungen des Netzes dar. Verluste weiterer verlustbehafteter Betriebsmittel sind hierbei nicht modelliert und werden daher vernachlässigt.

$$f_{\text{Verluste}} = \sum_{i=1}^{n_l} P_{\text{Verlust},i} \quad (2.3)$$

Der Wirkleistungsfluss vom Knoten s zum Knoten r über die als π -Ersatzschaltbild modellierte Leitung (siehe Abbildung 2.1) ist in Gleichung (2.4) formuliert. Hierbei ergibt sich in Gleichung 2.5 der Wirkleistungsverlust der Leitung i als Summe der in den Knoten s und r eingespeisten Wirkleistungen P_{sr} und P_{rs} [Momoh 2001].

$$P_{sr} = U_s^2 G_{sr} - U_s U_r [G_{sr} \cos(\delta_s - \delta_r) + B_{sr} \sin(\delta_s - \delta_r)] \quad (2.4)$$

$$P_{\text{Verlust},i} = P_{sr} + P_{rs} = G_{sr} \left(U_s^2 + U_r^2 - 2U_s U_r \cos(\delta_s - \delta_r) \right). \quad (2.5)$$

Die beiden Gleichungen wurden unter Vernachlässigung der Querelemente hergeleitet, wobei G_{sr} die Konduktanz und B_{sr} die Suszeptanz der Leitung, U_s und U_r die Spannungsbeträge und δ_s, δ_r die zugehörigen Spannungswinkel an den Knoten s und r bezeichnen.

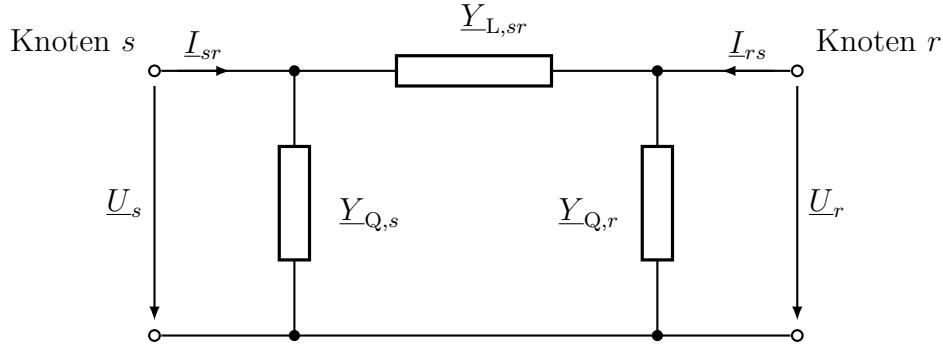


Abbildung 2.1: π -Ersatzschaltbild eines Netzszweiges

Über die oben genannten Zielfunktionen hinaus lassen sich weitere Optimierungsziele unterscheiden, darunter [Frank et al. 2012]:

- Minimierung der Kosten der Blindleistungsbereitstellung (VAr-Planung)
- Optimales Spannungsprofil
- Maximierung der verfügbaren Übertragungskapazität
- Minimierung der Treibhausgasemissionen
- Erreichen einer maximalen Spannungsstabilität

Nebenbedingungen

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der mathematischen Formulierung eines OPF wird durch Nebenbedingungen gebildet, welche die physikalischen und betrieblichen Einschränkungen des Stromnetzes in Form von Gleichheits- $g(x, u)$ und Ungleichheitsbedingungen $h(x, u)$ modellieren und hierdurch den zulässigen Lösungsraum der Optimierung festlegen. Durch die Einbeziehung der Leistungsflussgleichungen als Gleichheits-Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass zu jedem Optimierungszeitpunkt die Knoten-Leistungsbilanz erfüllt ist. Die in Gleichung 2.1 verwendete Abkürzung s. t. stammt aus dem Englischen „subject to“ und wird im Deutschen mit „unter den Nebenbedingungen“ wiedergegeben. Die Leistungsflussgleichungen stellen in Form von Nebenbedingungen eine zentrale Komponente der in dieser Arbeit behandelten Optimierungsprobleme dar. Daher wird die grundlegende mathematische Zusammenhänge der Leistungsflussgleichungen nachfolgend in Anlehnung an [Mende 2022] zusammenfassend beschrieben.

Für alle Knoten muss die Summe aus jeweiligen Knotenleistungen \underline{s}_K und Netzleistungen \underline{s}_N im Gleichgewicht sein, sodass die Gleichung 2.6 erfüllt ist. Hierbei bezeichnet \underline{U}_K die Diagonalmatrix der Knotenspannungen, \underline{u}_K den Vektor der Knotenspannungen und \underline{Y}_{KK} die Knotenadmittanzmatrix.

$$\begin{aligned}\underline{s}_K + \underline{s}_N &= 3 \underline{U}_K \underline{i}_K^* + 3 \underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K \\ &= 0\end{aligned}\tag{2.6}$$

Die Knotenleistungen in Gleichung 2.7 bestehen aus Erzeugerleistungen $\underline{s}_{\text{Gen}}$ und Verbraucherleistungen $\underline{s}_{\text{last}}$, während die Netzleistungen in Gleichung 2.8 aus Netzbetriebsmittelleistungen (Leitungen und Transformatoren) $\underline{s}_{\text{BM}}$ sowie Kompensationsleistungen $\underline{s}_{\text{sh}}$ an einem Knoten.

$$\begin{aligned}\underline{s}_K &= 3 \underline{U}_K \underline{i}_K^* \\ &= \underline{s}_{\text{Gen}} + \underline{s}_{\text{Last}}\end{aligned}\tag{2.7}$$

$$\begin{aligned}\underline{s}_N &= 3 \underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K \\ &= \underline{s}_{\text{BM}} + \underline{s}_{\text{sh}}\end{aligned}\tag{2.8}$$

Die Knoten- und Netzleistungen lassen sich im weiteren Verlauf jeweils in Wirk- und Blindleistungen zerlegen. Eine gebräuchliche Darstellung der Netzgleichungen in Polarform ist in Gleichung 2.9 angegeben. Hierbei sind die Nichtdiagonalelemente \underline{y}_{sr} der Admittanzmatrix \underline{Y}_{KK} nach der Trennung in Real- und Imaginärteil mit g_{sr} bzw. b_{sr} bezeichnet, und die Knotenspannung \underline{U}_K wird in Polarform als $\underline{U}_K = U_K (\cos \delta_K + j \sin \delta_K)$ dargestellt.

$$\begin{aligned}s_{N,s} &= 3 U_s \sum_{r=1}^K U_r (g_{sr} \cos(\delta_s - \delta_r) - b_{sr} \sin(\delta_s - \delta_r)) \\ &\quad + j 3 U_s \sum_{r=1}^K U_r (g_{sr} \sin(\delta_s - \delta_r) + b_{sr} \cos(\delta_s - \delta_r)) \quad \text{für } (s, r) \in K, s \neq r\end{aligned}\tag{2.9}$$

Zur Lösung des Leistungsflussproblems mit etablierten Verfahren wie beispielsweise dem Newton-Raphson-Verfahren werden die Abweichungen der Wirk- und Blindleistungen Δp und Δq aus der Summe der Knoten- und Netzgleichungen nach Gleichungen 2.10 und 2.11 iterativ berechnet, bis sie innerhalb einer vorgegebenen Toleranz bzw. gegen Null konvergieren. Als Ergebnis dieser Berechnung erhält man die Knotenspannungsbeträge U_K , Knotenspannungswinkel δ sowie die daraus abgeleiteten Wirk- und Blindleistungsflüsse in

Leitungen und Transformatoren, wodurch der stationäre Betriebszustand des Netzes vollständig beschrieben werden kann. Sind diese Leistungsflussgleichungen für jeden Knoten s erfüllt, so entsteht ein physikalisch zulässiges Ergebnis.

$$\begin{aligned}\Delta p &= p_K + p_N \\ &= (p_{\text{Gen}} + p_{\text{Last}}) + (p_{\text{BM}} + p_{\text{Sh}}) \\ &= 0\end{aligned}\tag{2.10}$$

$$\begin{aligned}\Delta q &= q_K + q_N \\ &= (q_{\text{Gen}} + q_{\text{Last}}) + (q_{\text{BM}} + q_{\text{Sh}}) \\ &= 0\end{aligned}\tag{2.11}$$

Die Ungleichheits-Nebenbedingungen umfassen die technischen bzw. sicherheitsbedingten Limitierungen des Netzes, durch die der Bewegungsraum der Entscheidungs- und Zustandsvariablen innerhalb der minimalen und maximalen betrieblichen Grenzen festgelegt wird. Somit werden die Berücksichtigung unzulässiger Werte bezüglich der betrieblichen Beschränkungen im Optimierungsprozess verhindert. Aus Sicherheits- und Konstruktionsgründen werden für Generatoren und Einspeisungen hinsichtlich der abzugebenden Leistung Mindest- und Höchstwerte des zulässigen Arbeitsbereichs in Gleichungen 2.12 und 2.13 festgelegt, die einzuhalten sind [Schäfer 2023].

$$P_{\text{Gen},g}^{\min} \leq P_{\text{Gen},g} \leq P_{\text{Gen},g}^{\max}, \quad \text{für } g = 1, \dots, n_g\tag{2.12}$$

$$Q_{\text{Gen},g}^{\min} \leq Q_{\text{Gen},g} \leq Q_{\text{Gen},g}^{\max}, \quad \text{für } g = 1, \dots, n_g\tag{2.13}$$

Zusätzlich können die Nebenbedingungen um weitere Ungleichungen wie beispielsweise zum zulässigen Spannungsbetrag der Knoten i aus der Menge n (siehe Gleichung 2.14) sowie zur Auslastung Leitungen und Transformatoren l aus der Menge n_l (siehe Gleichung 2.15) ergänzt werden. Aus betrieblichen oder auslegungsbedingten Gründen können sich zudem noch weitere Begrenzungen ergeben.

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}, \quad \text{für } i = 1, \dots, n\tag{2.14}$$

$$|S_\ell| \leq S_\ell^{\max}, \quad \text{für } l = 1, \dots, n_l\tag{2.15}$$

2.1.3 Engpassmanagement

Die Energiewende führt zu einem grundlegenden Wandel des Energieversorgungssystems, bei dem zentrale, konventionelle Erzeugungsanlagen zunehmend durch eine Vielzahl dezentraler Einspeiser und Verbraucher ersetzt werden. Der Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands und die gleichzeitige Reduktion der Stromerzeugung infolge von Kraftwerksstilllegungen bewirken aufgrund der hohen Stromnachfrage im Süden einen erhöhten Transportbedarf elektrischer Energie von Nord- nach Süddeutschland, der infolge des schleppend voranschreitenden Netzausbaus vermehrt Netzengpässe in Übertragungs- und Verteilnetze nach sich zieht [BDEW 2023]. Ein Netzengpass beschreibt einen Zustand, in dem der Transportbedarf die vorhandene Transportkapazität für Strom in den Übertragungs- oder Verteilernetzen überschreitet. In Abhängigkeit von der physikalischen Ursache wird zwischen strombedingten Netzengpässen infolge der Überschreitung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln und spannungsbedingten Netzengpässen aufgrund unzulässiger Spannungsabweichungen unterschieden. Netzengpassmanagement (engl.: congestion management) bezeichnet die Gesamtheit der von Netzbetreibern eingesetzten Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch (RD) zur Vermeidung (präventives Engpassmanagement) sowie zur Behebung (kuratives Engpassmanagement) von Netzengpässen, welche zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Versorgungssystems beitragen [Bundesnetzagentur 2022; Weyer und Müsgens 2020].

Unter Redispatch wird ein vom Netzbetreiber angeordneter Eingriff in die marktbasierend geplante Erzeugungsleistung von Kraftwerken (Dispatch) verstanden, bei dem durch die Verlagerung von Einspeisungen und eine gezielte Steuerung der Leistungsflüsse Leitungsüberlastungen vermieden oder beseitigt werden. Hierbei werden Kraftwerke angewiesen, ihre Leistungseinspeisung zu drosseln oder zu erhöhen, wobei nicht die insgesamt in das deutsche Stromnetz eingespeiste Strommenge, sondern deren räumliche Verteilung verändert wird. Durch die Einführung von Redispatch 2.0 gemäß dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 umfassen Einspeiseanpassungen im Rahmen des Redispatch in Deutschland neben Kraftwerken und Speichern auch steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 100 kW [Wettingfeld 2023]. Sofern Anlagenbetreiber infolge von Redispatch-Maßnahmen geplante Strommengen nicht einspeisen können, sind die Netzbetreiber im gesetzlich festgelegten Rahmen zu einem finanziellen Ausgleich verpflichtet. Auf Grundlage der gesetzlichen Vorgaben des § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt in Deutschland den finanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen festgelegt. Dieser umfasst insbesondere entgangene Erlösmöglichkeiten der Anlagenbetreiber sowie weitere durch die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes entstehende Kosten wie Erzeugungsauslagen, anteiligen Werteverbrauch, Betriebsbereitschaftsauslagen oder Aufwendungen im Zusammenhang mit Revisionsverschiebungen. Die daraus

resultierenden Gesamtkosten werden letztlich über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt [Bundesnetzagentur 2024].

2.2 Stabilität von Elektroenergiesystemen

Durch die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende steht das elektrische Energiesystem vor neuen Herausforderungen, um die Systemstabilität langfristig sicherzustellen. Diese ergeben sich insbesondere aus der grundlegenden Veränderung der Netzdynamik infolge in Bezug auf Substitution konventioneller Kraftwerke durch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen sowie der zunehmenden Anzahl aktiver Betriebsmittel. Infolgedessen wird das Übertragungsnetz vermehrt der Höherauslastungen bzw. sinkender Momentanreserve ausgesetzt [Radhika und Sindhu Thampatty 2023].

Ein stabiler Netzbetrieb ist die zentrale Voraussetzung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in elektrischen Energiesystemen. Hierfür muss im stationären Betriebszustand ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung an jedem Knoten und im gesamten Netz erfüllt sein. Die Stabilität der elektrischen Energiesystemen ist stets im Zusammenhang mit Störungen zu bewerten. Das Auftreten von Netzfehlern, Lastsprüngen und Erzeugungsausfällen beeinträchtigen die Wirk- und Blindleistungsbilanz, welche elektromechanische Ausgleichsvorgänge der Generatoren sowie aperiodische Änderungen der Knotenspannungen bewirkt. Ein Netz gilt als stabil, wenn es nach einer Störung wieder einen stationären Gleichgewichtszustand herstellt [Schwab 2022].

Ergänzend hierzu definiert die IEEE-CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions die Systemstabilität als „die Fähigkeit eines elektrischen Energieversorgungssystems, für einen gegebenen Anfangsbetriebszustand nach einer physikalischen Störung einen betrieblichen Gleichgewicht wiederzuerlangen, wobei die meisten Systemvariablen begrenzt bleiben, sodass praktisch das gesamte System intakt bleibt“ [„Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions“ 2004]. Diese Definition behandelt die Stabilität von elektrischen Energiesystemen im Wesentlichen als ein einzelnes Problem. Jedoch bestehen angesichts der hohen Dimensionalität und Komplexität des elektrischen Energiesystemen verschiedene Stabilitätsaspekte, welche angenommen als einziges Problem nicht mit hinreichender Genauigkeit zu betrachtet sind. Zur erleichterten Analyse wird die Systemstabilität anhand einer Systemgröße, wie Spannung, Frequenz oder Polradwinkel in geeigneten Kategorien eingeteilt. In der Literatur wird dieser Ansatz als partielle Stabilität bezeichnet und bildet die Grundlage für die nachfolgende Klassifikation [„Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions“ 2004; Eremia 2013]. Das dynamische Verhalten elektrischer Energiesysteme

hat sich in den letzten Jahrzehnten durch die zunehmende Integration leistungselektronisch gekoppelter Technologien grundlegend verändert. Zusätzlich zu den zuvor erwähnten Stabilitätsaspekten, die überwiegend auf das dominante dynamische Verhalten von Synchrongeneratoren und deren Regelsystemen zurückzuführen sind, werden in heutigen Stromnetzen weitere Stabilitätsphänomene berücksichtigt, die durch leistungselektronisch gekoppelte Erzeugungstechnologien (engl.: Converter Interfaced Generation – CIG), Lasten und Übertragungseinrichtungen entstanden sind [Hatziargyriou et al. 2021].

Somit erfolgt die Klassifikation der Stabilität elektrischer Energiesysteme unter Berücksichtigung sowohl klassischer als auch neuer Aspekte in fünf Kategorien. Abbildung 2.2 vermittelt einen Gesamtüberblick über die Stabilität elektrischer Energiesysteme und zeigt die Einteilung in Haupt- und Unterkategorien ausgehend von folgenden Überlegungen [Kundur 1994]:

- Die physikalische Natur der auftretenden Instabilität wird durch diejenige Systemvariable bestimmt, in der die Instabilität erkennbar wird.
- Die Ausmaß der betrachteten Störung beeinflusst die Wahl der Methode zur Stabilitätsberechnung und -vorhersage
- Für die Beurteilung der Stabilität müssen bestimmte Geräte, Abläufe und ein entsprechender Zeitraum in die Betrachtung einbezogen werden

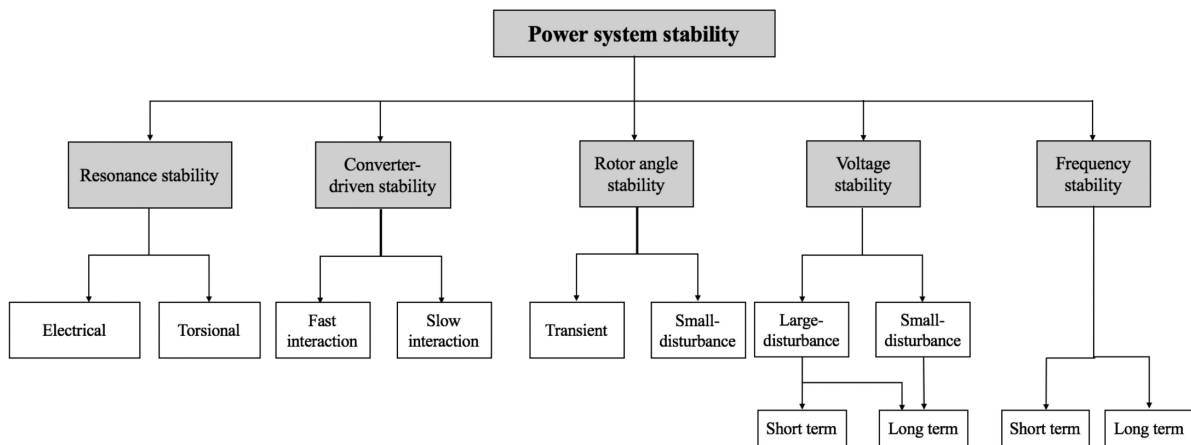


Abbildung 2.2: Klassifikation der Systemstabilität basierend auf den Dynamiken auftretender Phänomene [Hatziargyriou et al. 2021]

Im Folgenden werden die einzelnen Hauptkategorien aus Abbildung 2.2 kurz erläutert.

2.2.1 Resonanzstabilität

Zukünftige Stromnetze zeichnen sich durch eine Konzentration stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen ohne Dämpfungseigenschaften und damit einhergehender Reduzierung

der dämpfenden Eigenschaften von Synchrongeneratoren aus. Der hohe Stromrichteranteil und die sinkende Netzträgheit führen zu zusätzlichen Frequenzbereichen von Resonanzeffekten. Außerdem führt die Verringerung von Systemträgheit, Momentanreserve und Spannungseinprägung gleichzeitig zu einer erhöhten Empfindlichkeit des Systems gegenüber Spannungsschwankungen [AG3 2024]. Unter Resonanzstabilität ist insbesondere die subsynchrone Resonanz (engl.: subsynchronous resonance - SSR) zu verstehen, die entweder auf elektromechanischen oder elektrischen Resonanzphänomenen beruht. Diese Unterscheidung bildet die Grundlage für die Einteilung in elektrische (engl.: Electrical Resonance) und torsions-basierte bzw. mechanische (engl.: Torsional Resonance) Resonanzphänomene. Die erste Resonanzform tritt zwischen der Serienkompensation und den mechanischen Torsionsfrequenzen der Generator-Welle auf, während die zweite sich eine ausschließlich elektrische Resonanz darstellt. Diese Einteilung basiert auf den Netzkomponenten, die an der Resonanz beteiligt sind. Insbesondere mögliche Resonanzen zwischen Stromrichterfilterkomponenten und parallel betriebenen Stromrichtern, einschließlich deren Regelungen, bilden einen fließenden Übergang zwischen der Definition der Resonanzstabilität und der stromrichter-getriebenen Stabilität [Hatziargyriou et al. 2021].

2.2.2 Stromrichter-getriebene Stabilität

Die dynamischen Eigenschaften von Umrichtern unterscheiden sich deutlich von denen konventioneller synchroner Generatoren. Die große Bandbreite an Zeitskalen der Stromrichterregelungen kann im gesamten nicht passiven Frequenzspektrum zu Wechselwirkungen zwischen eben diesen und dem angeschlossenen Netz führen. Bezogen auf die genannten Aspekte, insbesondere die Interaktionen zwischen Netzkomponenten, steht die stromrichter-getriebene Stabilität in unmittelbarem Zusammenhang mit der klassischen Resonanzstabilität [AG3 2024]. Die stromrichter-getriebene Stabilität beinhaltet sowohl schnelle als auch langsame Interaktionen zwischen den Stromrichterregelungen und anderen Netzkomponenten einschließlich deren Regelungen (siehe Abbildung 2.2). Phänomene mit niedrigen Frequenzen werden als langsame Interaktionen klassifiziert (typischerweise unter 10 Hz), während solche mit höheren Frequenzen als schnelle Interaktionen bezeichnet werden (typischerweise einige Zehn bis mehrere Hundert Hertz, teilweise bis in den kHz-Bereich) [Hatziargyriou et al. 2021].

2.2.3 Polradwinkelstabilität

Polradwinkelstabilität (engl.: Rotor Angle Stability) beschreibt die Fähigkeit der in einem Verbundnetz befindlichen Synchronmaschinen, unter stationären Betriebsbedingungen miteinander synchron zu bleiben und nach Auftritt einer Störung das Synchronismus

wiederherzustellen. Für diese Stabilitätsklasse ist die Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen mechanischem und elektromagnetischem Drehmoment entscheidend. Fehlende synchronisierende oder dämpfende Drehmomente führen zu Instabilitäten: Ersteres steht im Zusammenhang mit transienter Stabilität (engl.: *Transient Stability*), Letzteres mit Kleinsignalstabilität (engl.: *Small-Disturbance Angle Stability*) [„Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions“ 2004]. Obwohl die grundlegende Definition der Polradwinkelstabilität durch die Einbindung von stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen (engl.: *Converter-interfaced Generation – CIG*) unverändert bleibt, verringert sich jedoch die Systemträgheit des elektrischen Energiesystems durch die Verdrängung konventioneller Synchrongeneratoren. Dies beeinflusst sowohl die Polradstabilität als auch das Verhalten der elektromechanischen Schwingungen im Netz [Hatziargyriou et al. 2021].

2.2.4 Frequenzstabilität

Frequenzstabilität bezieht sich auf die Fähigkeit eines Stromnetzes, nach einer großen Störung, welche ein erhebliches Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last verursacht, eine stabile Frequenz aufrechtzuerhalten. Große Störungen führen in der Regel zu erheblichen Abweichungen bei der Frequenz, der Spannung, Leistungsflüssen sowie anderen Betriebsgrößen, welche die weitgehend langsamen Prozesse, Regel- und Schutzmechanismen hervorrufen, die nicht mit Studien zu Polradwinkel- und Spannungsstabilität untersucht werden können. Frequenzinstabilität ist grundsätzlich auf schlechte Koordination von Regel- und Schutzeinrichtungen oder unzureichende Erzeugungsreserve zurückzuführen und kann sich in Form anhaltender Frequenzschwankungen äußern, die zur Abschaltung von Generatoren oder Verbrauchern führen [„Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions“ 2004]. Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen verändert sich das Frequenzverhalten elektrischer Energiesysteme infolge der abnehmenden Netzträgheit und nähert sich zunehmend dem Verhalten kleiner Inselnetze an. Schnelle Frequenzänderungen infolge geringerer Trägheit führen somit zum erhöhten Risiko von Frequenzinstabilitäten [Hatziargyriou et al. 2021].

2.2.5 Spannungsstabilität

Spannungsstabilität bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Energiesystems, nicht nur nach einer Kleinsignalstörung, wie Last- und Einspeiseänderungen, sondern auch nach Großsignalstörungen, wie Betriebsmittelausfällen oder Kurzschlüssen infolge von Blitzeinschlägen stationäre Spannungen innerhalb der erlaubten Grenzwerte an allen Netzknoten

aufrechtzuerhalten. In diesem Zusammenhang muss das Blindleistungsgleichgewicht sowohl im Normalbetrieb als auch während transienter Vorgänge eingehalten werden. Wird der Blindleistungsbedarf aller Verbraucher sowie Betriebsmittel – insbesondere in stark belasteten, ausgedehnten Netzen – aufgrund von Begrenzungen bei der Erzeugung oder Übertragung von Blindleistung nicht gedeckt, sind Spannungen außerhalb des zulässigen Spannungsbandes nicht auszuschließen. Wenn die Spannungsabweichungen während einer Störung fortschreitend zunehmen, spricht man vom Verlust der Spannungsstabilität [Hatzigiorgiou et al. 2021; Letztmaßnahmen 2022].

Zusätzlich zur Einteilung in Groß- und Kleinsignalstörungen (engl.: large- and small-disturbance) unterscheiden sich beide Phänomene durch die betrachteten Zeiträume in Kurz- und Langzeitbereich (engl.: short- and long-term), wie in Abbildung 2.2 dargestellt. Kurzzeitspannungsstabilität betrifft die Systemdynamik, insbesondere schnell reagierende Lastkomponenten. Der betrachtete Zeitraum liegt bei wenigen Sekunden und die Analyse erfordert dynamische Zeitbereichssimulationen bzw. die Lösung entsprechender Systemdifferentialgleichungen. Der Langzeitbereich hingegen bezieht sich auf langsam reagierende Betriebsmittel, wie z. B. Leistungstransformatoren mit Laststufenschaltern über einen längeren Zeitraum hinweg (bis zu mehreren Minuten oder länger), und wird in der Praxis mithilfe quasistationärer Simulationen analysiert, bei denen die dynamischen Ausgleichsvorgänge bereits abgeklungen sind. Der letztere Ansatz geht davon aus, dass sich das System zu allen betrachteten Zeitpunkten im stationären Gleichgewichtszustand befindet bzw. die Zeitableitungen der Zustandsvariablen gleich null sind. Folglich reduzieren sich die gesamten Systemgleichungen auf algebraische Gleichungen, welche mit statischen Analysemethoden untersucht werden können [Eremia 2013; Kundur 1994].

Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht die Langzeitspannungsstabilität und deren statische Aspekte. Zur Bewertung der statischen Spannungsstabilität werden stationäre Analysemethoden wie Sensitivitätsanalyse, Modalanalyse, PV-/QV-Kurven sowie Spannungsstabilitätsindikatoren eingesetzt, um kritische Bereiche des Systems zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zur Erhöhung der Systemsicherheit abzuleiten. Stationäre Methoden bewerten die Spannungsstabilität anhand der Fähigkeit des Netzes, unter normalen und gestörten Bedingungen – unter Berücksichtigung der Leistungsflussberechnungen – Leistung zu den Abnehmern zu übertragen. Im Folgenden werden die in dieser Arbeit eingesetzten Methoden, zunächst die PV-Kurvenanalyse und anschließend Spannungsstabilitätsindikatoren (vgl. Abschnitt 2.2.5), beschrieben.

Die PV-Kurven dienen der Ermittlung von möglicher Erhöhung der Übertragungsleistung. Hierbei ist ein mögliches Stabilitätsmaß die maximale Leistungserhöhung (Stabilitätsreserve), die den Kippunkt (auch Bifurkationspunkt) zwischen stabilem und instabilem Netzzustand definiert. Die Herleitung der quadratischen Spannungsgleichung zur Ermittlung der PV-Kurven für die in Abbildung 2.1 dargestellte repräsentative Übertragungsleitung

wird im Folgenden in verkürzter Form wiedergegeben. Für eine ausführliche Darstellung und Erläuterung der einzelnen Umformungsschritte wird auf die Literatur verwiesen [Ere-mia 2013; Kundur 1994]. Die Wirkleistung P_r und Blindleistung Q_r am Empfangsknoten r aus Abbildung 2.1 werden unter der Annahme der Vernachlässigung des Querzweigs der Leitung wie folgt bestimmt:

$$P_r = \frac{U_s U_r \cos(\delta) - U_r^2 - Q_r X}{R} \quad (2.16)$$

$$Q_r = \frac{P_r X - U_s U_r \sin(\delta)}{R} \quad (2.17)$$

wobei $\delta_{sr} = \delta_s - \delta_r$

Aus den Gleichungen 2.16 und 2.17 wird folgende Spannungsgleichung vierten Grad hergeleitet.

$$U_r^4 + (2P_r R + 2Q_r X - U_s^2)U_r^2 + (P_r^2 + Q_r^2)X^2 = 0 \quad (2.18)$$

Ausgehend von Gleichung 2.18 und der Beschreibung der Blindleistung Q_r über den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ kann die Spannung U_r direkt als Funktion der abgenommenen Wirkleistung P_r und des Leistungsfaktors am Empfangsende ausgedrückt werden (vgl. Gleichung 2.19).

$$U_r = \sqrt{\frac{U_s^2}{2} - Q_r X \pm \sqrt{\frac{U_s^4}{4} - X^2 P_r^2 - X U_s^2 Q_r}} \quad (2.19)$$

Auf Basis der Gleichung 2.19 werden die PV-Kurven in Abhängigkeit des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ der Belastung am Empfangsende $P_r + jQ_r$ sowie der Spannung am Leitungsanfang U_s erstellt.

Aus Abbildung 2.3 geht hervor, dass für jede mögliche übertragene Wirkleistung $P_r < P_{r,\max}$ bei der konstanten Spannung U_s und des konstanten Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ zwei Lösungen bzw. Betriebspunkte nach Gleichung 2.18 existieren, wobei die Leistungsabnahme am Empfangsknoten r als konstant angenommen wird. Der durch einen hohen Spannungswert gekennzeichnete Punkt entspricht der normalen Betriebsbedingung und stellt einen stabilen Betriebspunkt dar, während der Punkt mit einem niedrigen Spannungswert der instabile Arbeitspunkt entspricht. Die maximale übertragene Leistung durch die Leitung, bezeichnet als $P_{r,\max}$, tritt für das Zwei-Knoten-Netz nach Abbildung 2.1 auf,

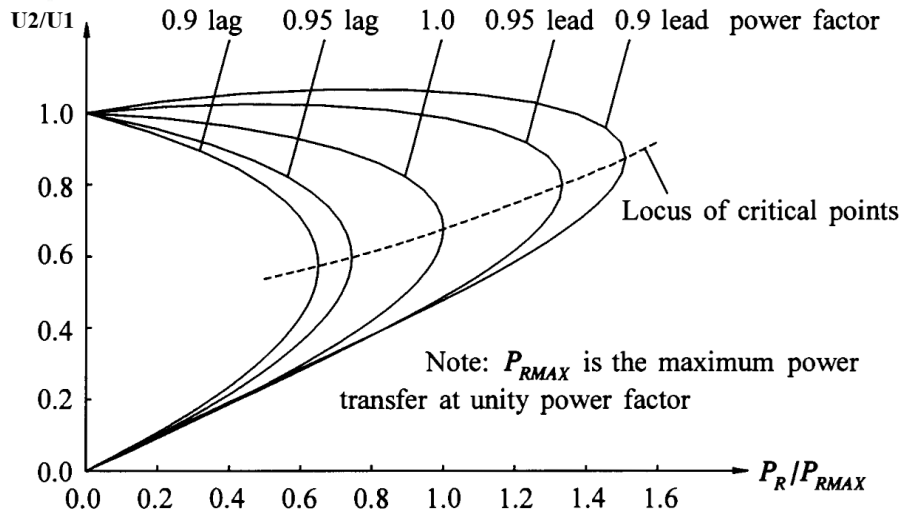


Abbildung 2.3: PV-Kurven des in Abbildung 2.1 dargestellten Übertragungsleitungsmodells in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ [Kundur 1994]

wenn die angenommene Impedanzlast am Empfangsende (Knoten r) gleich der Leitungsimpedanz ist, und wird als Kippunkt (Bifurkationspunkt) bezeichnet. Wird die übertragene Wirkleistung über die Stabilitätsgrenze, d. h. die maximal übertragbare Wirkleistung $P_{r,max}$, hinaus erhöht, existiert kein stabiler stationärer Betriebspunkt mehr. Folglich kommt es zum Spannungskollaps. Zudem wirkt die induktive Blindleistungsaufnahme am Empfangsknoten spannungssenkend, während die Aufnahme kapazitiver Blindleistung eine spannungshobende Wirkung hat. Dadurch verschiebt sich die Stabilitätsgrenze $P_{r,max}$ hin zu größeren Wirkleistungsflüssen, was wiederum mit einer Erhöhung der Stabilitätsmarge einhergeht.

Eine häufige Ursache für Spannungskollaps im Stromnetz ist ein Mangel an Blindleistung aufgrund von Einschränkungen bei der Erzeugung sowie der Übertragung, die normalerweise zur Erhaltung erlaubten Spannungsniveaus benötigt wird. Eine Begrenzung der Blindleistungserzeugung ergibt sich aus den Blindleistungsgrenzen von Generatoren und statischer Blindleistungskompensation (engl.: Static VAR Compensator - SVC) sowie aus der quadratischen Spannungsabhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung kapazitiver Kompensationsanlagen, wobei deren abgegebene Blindleistung bei sinkender Spannung abnimmt. Zu den wesentlichen Beschränkungen der Wirkleistungsübertragung zählen der erhöhte Blindleistungsbedarf stark belasteter Leitungen sowie Leitungsausfällen. Infolgedessen sollte Blindleistung möglichst nahe am Verbrauchsort bereitgestellt werden, da eine Blindleistungsübertragung über weite Strecken zu erhöhten Leitungsströmen führt und dadurch sowohl zusätzliche Wirkleistungsverluste als auch unerwünschte Effekte auf den Spannungshaushalt entstehen. Weitere Ereignisse, die mit einem erhöhten Blindleistungsbedarf und den daraus resultierenden Spannungsabsenkungen in Zusammenhang stehen, umfassen Netzstörungen, Erzeugungsausfall oder -rückgang (Großkraftwerke, Windpark,

große Photovoltaikanlagen) sowie unerwarteten Lastzuwachs [ABB AG 2010; Bundesnetzagentur 2025b].

In Deutschland hat die durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgte Transformation des elektrischen Energieversorgungssystems zu verlängerten Stromtransportstrecken geführt. Das ursprünglich für eine lastnahe und nicht fluktuierende Stromerzeugung konzipierte und optimierte Übertragungsnetz, steht heute vor neuen Anforderungen. Es muss deutlich höhere Leistungen über wesentlich größere Entfernungen transportieren, wodurch aufgrund der quadratischen Abhängigkeit ein überproportional steigender Blindleistungsbedarf entsteht. Infolgedessen können niedrige Spannungen auftreten, verbunden mit einer hohen Sensitivität gegenüber weiterer Störeinflüssen wie beispielsweise Wirkleistungsänderungen. Trotz des wachsenden Blindleistungsbedarfs kommt noch die Tatsache dazu, dass konventionelle Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren, welche bislang an der Blindleistungsbereitstellung beteiligt waren, schrittweise abgeschaltet werden. Diesen erhöhten Bedarf versuchen die Übertragungsnetzbetreiber durch die Einrichtung weiterer Blindleistungskompensationsanlagen zu decken, um die bestehende Blindleistungsreserve zu erhöhen und somit die Spannungshaltung zu gewährleisten [Bundesnetzagentur 2025b; Letztmaßnahmen 2022].

Spannungsstabilitätsindikatoren

Die Gewährleistung der Spannungsstabilität zählt zu den wesentlichen Aspekten im Betrieb moderner Elektroenergiesysteme. Unter diesen Umständen ist die Bewertung der Spannungsstabilität aufgrund der zunehmenden Netzauslastung, wachsender Einspeisung dezentraler elektrischer Energieerzeuger etc. unerlässlich, um kritische Betriebszustände zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Zur Beurteilung der Spannungsstabilität des elektrischen Energieversorgungssystems werden in vorliegender Arbeit die sogenannten Spannungsstabilitätsindikatoren eingesetzt. Im englischen Sprachraum werden diese Indikatoren als „Voltage Stability Indices“ – oder kurz „VSIs“ bezeichnet und im weiteren Verlauf der Arbeit damit abgekürzt. VSIs sind Kenngrößen zur quantitativen Beurteilung der Spannungsstabilität, welche den „Abstand“ eines Systemzustands zur Spannungsstabilitätsgrenze und somit die verfügbare Stabilitätsreserve beschreiben.

Eine der wichtigsten Anwendungen der VSIs besteht in der zeitlichen und räumlichen Identifikation von kritischen Netzzuständen bezüglich der Langzeitspannungsstabilität in elektrischen Energiesystemen. Darüber hinaus finden VSIs unter anderem bei der optimalen Dimensionierung und Platzierung dezentraler Energieerzeugungsanlagen (engl.: distributed generation – DG), bei der Auslegung von Kompensationseinrichtungen sowie in der langfristigen Netzplanung Anwendung. Auf eine vertiefte Behandlung dieser

Anwendungsbereiche wird hier verzichtet und daher auf die entsprechende Literatur verwiesen [Modarresi et al. 2016; Valuva et al. 2023].

Im Rahmen dieser Arbeit werden VSIs in Abschnitt 4.1 zur Analyse und Bewertung der Spannungsstabilität eingesetzt. Darüber hinaus werden die VSIs in den Abschnitten 4.2.3 und 4.2.4 in eine Mehrzieloptimierung (engl.: multiobjective optimization – MO) integriert, um Stabilitätsaspekte gezielt in den Optimierungsfragestellungen zu berücksichtigen.

In der Literatur finden sich eine Vielzahl unterschiedlicher VSIs, die sich hinsichtlich der bei deren Herleitung getroffenen Annahmen, des zugrunde liegenden Herleitungskonzepts sowie des jeweiligen kritischen Grenzwerts unterscheiden. Darüber hinaus werden VSIs in der Literatur und im Netzbetrieb nach ihrem Bezug auf Netzkomponenten klassifiziert. Hierbei werden VSIs in

- leitungsbezogene VSIs (Line-VSIs),
- knotenbezogene VSIs (Bus-VSIs) sowie
- weitere VSIs

eingeteilt [Baleboina und Mageshvaran 2023; Ismail et al. 2014; Modarresi et al. 2016; Valuva et al. 2023]. Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich leitungsbezogene VSIs (Line-VSIs) betrachtet, die im Folgenden näher erläutert werden.

Die Spannungsstabilität kann mithilfe eines auf die Leitung bezogenen VSIs bewertet werden. Die in Forschungsarbeiten entwickelten Line-VSIs basieren auf einer idealisierten Anordnung mit zwei Knoten, wie in Abbildung 2.1 dargestellt. Die meisten Line-VSIs weisen eine gemeinsame theoretische Grundlage auf und werden in Anlehnung an die Gleichung 2.18 hergeleitet. Die Unterschiede ergeben sich jedoch aus getroffenen Annahmen in ihrer Herleitung. Zur vereinfachten Berechnung der VSIs werden z. B. bei vielen Line-VSIs als Annahme die Querelemente der Leitung Y_Q vernachlässigt. Im Folgenden wird näher auf das Herleitungskonzept dieser Indizes eingegangen.

Zur Gewährleistung der Spannungsstabilität muss die Diskriminante der Gleichung 2.18 größer oder gleich null sein. Am Spannungskollaspunkt nimmt die Diskriminante dieser Gleichung den Wert null an, sodass eine doppelte reelle Lösung vorliegt. Außerdem wird an diesem kritischen Betriebspunkt, bei dem ein Spannungskollaps zu erwarten ist, die Jakobi-Matrix des Leistungsflusses singulär, sodass das Netz auf weitere Leistungsänderungen nicht mehr mit stabilen Spannungsanpassungen reagieren kann. Bei weiterer Erhöhung von Wirkleistung P_r und Blindleistung Q_r über diesen kritischen Punkt hinaus erhält die Gleichung 2.18 komplexe Nullstellen, was mathematisch dem Fehlen reeller

Lösungen für den Spannungsbetrag am Empfangsknoten U_r und physikalisch dem Verlust eines realisierbaren stationären Betriebszustands entspricht. In der Nähe des Spannungskollapses führt eine steigende Leistungseinspeisung am Sendeknoten nicht mehr zu einer entsprechenden Erhöhung der Leistungsaufnahme am Empfangsknoten. Stattdessen weist die stark ausgelastete Leitung einen zunehmenden induktiven Blindleistungsbedarf auf und infolgedessen steht dem Empfangsbus weniger Blindleistung zur Verfügung. Abschließend lässt sich ableiten, dass die Bedingung einer nichtnegativen Diskriminante die Grundlage für die Definition des Gültigkeitsbereichs der VSIs bildet. In den meisten Fällen erfolgt eine Normierung der VSIs auf den Wertebereich zwischen 0 und 1, wobei der kritische Wert 1 dem Spannungskollapsunkt entspricht, an dem die Diskriminante null wird [Kanojia und Suthar 2024; Modarresi et al. 2016].

Line-VSIs sind einfach zu implementieren und nehmen nur wenig Rechenleistung in Anspruch, deswegen finden sie häufiger Anwendung in wissenschaftlichen Arbeiten zur Stabilitätsanalyse. Für jede Leitung werden die Indexwerte berechnet, um den Abstand zwischen dem aktuellen Betriebspunkt und der maximal übertragbaren Leistung zu ermitteln. Somit dienen diese Indizes dazu, die Fähigkeit des Elektroenergiesystems zur Übertragung elektrischer Leistung in Versorgungsgebiete zu bewerten [Yari und Khoshkhoo 2019].

In [Yari und Khoshkhoo 2019] wurde das Verhalten der VSIs unter verschiedenen Einflussfaktoren, darunter die Leistungsfähigkeit bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren (niedrig und typisch), das Verhalten bei variierenden R/X -Verhältnissen sowie die Wirkung der Richtung von Wirk- und Blindleistungsflüssen in Leitungen, untersucht.

Im Folgenden werden die im Rahmen dieser Thesis verwendeten Line-VSIs beschrieben.

Line Stability Index (L_{mn})

Dieser Index wurde auf Basis der Existenz von Lösungen für die quadratische Spannungsgleichung 2.18 entwickelt. Hierbei wird zugrunde gelegt, dass die Diskriminante der Spannungsgleichung größer oder gleich null ist. Dadurch ergibt sich für diesen Index im stabilen Betriebszustand ein Wertebereich von 0 bis 1. Der L_{mn} -Wert über 1 entspricht einem Betriebspunkt, der bereits jenseits des Spannungskollapses liegt. L_{mn} wird basierend auf Zwei-Knoten-Netz, dargestellt in Abbildung 2.1, in Gleichung 2.20 formuliert. Bei dessen Herleitung wird die Queradmittanz der Leitung Y_Q vernachlässigt [Modarresi et al. 2016].

$$L_{mn} = \frac{4X_1Q_r}{(U_s \sin(\delta_{sr} - \theta))^2} \quad (2.20)$$

Der Gleichung 2.20 ist zu entnehmen, dass zwischen dem L_{mn} und der aufgenommenen Blindleistung Q_r eine proportionale Beziehung besteht. Ferner ist eine indirekte Beziehung zur Wirkleistung P_r durch den Spannungswinkel δ_{sr} zu erkennen [Mokred et al. 2023].

L_{mn} weist eine hohe Sensitivität gegenüber Blindleistungsänderungen auf und wird daher typischerweise zur Analyse der Spannungsstabilität bei niedrigen Leistungsfaktoren eingesetzt. Eine entsprechende Anwendung wird in Abschnitt 4.1.1 vorgestellt. Für Leistungsfaktoren von $\cos(\varphi) \geq 0,85$ ist die Anwendbarkeit von L_{mn} begrenzt. Eine Erhöhung des R/X -Verhältnisses wirkt sich auf die Leistungsfähigkeit dieses Indexes nicht aus [Yari und Khoshkhoo 2019].

Fast Voltage Stability Index (FVSI)

In [Musirin und Abdul Rahman 2002] wurde dieser Index basierend auf demselben Prinzip wie der L_{mn} vorgestellt. Ausgehend von der Abbildung 2.1 wird der FVSI für eine Leitung gemäß Gleichung 2.21 formuliert. Zur Herleitung dieses Indexes wird die Queradmittanz Y_Q vernachlässigt und die Phasenwinkeldifferenz zwischen Sende- und Empfangsbus δ_{sr} gleich null gesetzt. Daraus lässt sich schließen, dass der FVSI eine vereinfachte Form von L_{mn} darstellt. Bei geringer Spannungswinkelabweichung zwischen Sende- und Empfangsknoten bietet der FVSI gegenüber dem L_{mn} den Vorteil, dass er zur Berechnung weniger Netzdaten erfordert. FVSI nimmt Werte zwischen 0 und 1 an. Hierbei entspricht ein FVSI-Wert von 0 einem unbelasteten Betriebszustand, während ein Wert von 1 einen kritischen Betriebspunkt, bei dessen Überschreitung Spannungsinstabilität auftreten kann, darstellt [Valuva et al. 2023].

$$\text{FVSI} = \frac{4Z_1^2 Q_r}{U_s^2 X_1} \quad (2.21)$$

Bei typischen Leistungsfaktoren $\cos(\varphi) \geq 0,85$ zeigt der FVSI, analog zu L_{mn} , keine konsistenten Ergebnisse, wobei die zusätzliche Vernachlässigung des Spannungswinkels δ_{sr} einer Annahme ohne Wirkleistungsübertragung entspricht und den blindleistungsdominierten Charakter des FVSI verstärkt. Darüber hinaus hat eine Änderung des R/X -Verhältnisses keinen Einfluss auf sein Verhalten [Yari und Khoshkhoo 2019]. Angesichts der Vernachlässigung des Phasenwinkels δ_{sr} zeigt der FVSI bei Leitungen mit großen δ_{sr} -Werten keine korrekte Ergebnisse [Mokred et al. 2023].

Voltage Collapse Proximity Index (VCPI)

Der VCPI bewertet die Spannungsstabilität einer Leitung basierend auf dem Theorem der maximalen Leistungsübertragung. Bei der Herleitung wird die Last als ein mit der Leistungsaufnahme veränderlicher Widerstand Z_{reg} mit konstantem Leistungsfaktor modelliert sowie die Queradmittanz der Leitung Y_Q vernachlässigt. In [Moghavvemi und Faruque 1998] werden vier verschiedene VCPIs eingeführt, die jeweils auf die maximal übertragene Wirkleistung $P_{r,\text{max}}$ und Blindleistung $Q_{r,\text{max}}$ sowie auf den maximalen Wirkleistungs- $P_{l,\text{max}}$ und Blindleistungsverlust $Q_{l,\text{max}}$ der Leitung bezogen sind. Da bei konstantem Leistungsfaktor alle vier VCPI-Formen identische Ergebnisse liefern, wird in dieser Arbeit ausschließlich der auf die maximal übertragene Leistung bezogene VCPI (VCPI-Power) betrachtet und im Folgenden als VCPI bezeichnet (siehe Gleichung 2.22).

$$\text{VCPI} = \frac{P_r}{P_{r,\text{max}}} \quad (2.22)$$

Wobei die maximale übertragene Wirkleistung $P_{r,\text{max}}$ in Gleichung 2.23 beschrieben wird.

$$P_{r(\text{max})} = \frac{U_s^2}{Z_1} \cdot \frac{\cos(\varphi)}{4 \cos^2\left(\frac{\theta - \varphi}{2}\right)} \quad (2.23)$$

Der VCPI nimmt Werte im Bereich von 0 bis 1 an, wobei ein Wert von 1 den kritischen Betriebspunkt kennzeichnet. Der VCPI hingegen zeigt bei allen Leistungsfaktoren ein stabiles Verhalten und liefert unabhängig von R/X -Verhältnis verlässliche Werte [Yari und Khoshkhoo 2019].

Modern Voltage Stability Index (MVSI)

Der MVSI [Mokred et al. 2023] stellt eine verbesserte Version vom Index NVSI [Kanimozhi und Selvi 2013] dar. Im Gegensatz zum NVSI berücksichtigt der MVSI den Leitungswiderstand teilweise während der Herleitung. Infolgedessen wirkt sich eine komplette Vernachlässigung des Leitungswiderstandes besonders bei Leitungen mit hohem Widerstandswert nicht mehr negativ auf den MVSI-Wert aus. Daneben hängt der MVSI gemäß Gleichung 2.24 von Wirk- und Blindleistung am Empfangsende der Leitung ab.

$$\text{MVSI} = \frac{2Z_1^2 \sqrt{P_r^2 + Q_r^2}}{2Q_r Z_1^2 - X_1 U_s^2} \quad (2.24)$$

Voltage Stability Index (VSI_1)

Zur Vermeidung von Verwechslungen wird dieser Voltage Stability Index in dieser Arbeit als VSI_1 bezeichnet. Der Index wird aus den Leistungsflussgleichungen eines repräsentativen Zwei-Knoten-Netzes hergeleitet, wobei sowohl der Widerstand R_1 als auch die Reaktanz X_1 der Leitung explizit berücksichtigt werden (vgl. Gleichung 2.25).

$$\text{VSI}_1 = 4 \left[Q_r X_1 + \frac{Q_r R_1^2}{X_1} \right] \frac{1 - \cos(2\varphi)}{2U_s^2 \sin^2(\delta_{sr} - \varphi)} \quad (2.25)$$

In dieser Arbeit wird die Auswahl auf Line-VSIs beschränkt, da diese in der wissenschaftlichen Literatur weit verbreitet und umfassend untersucht sind. Darüber hinaus weisen sie aufgrund ihrer jeweiligen mathematischen Formulierung unterschiedliche Sensitivitäten in der Bewertung der Spannungsstabilität auf und besitzen eine geringe Rechenkomplexität. Eine Übersicht dieser VSIs ist Tabelle 2.3 zu entnehmen.

Tabelle 2.3: Ausgewählte Spannungsstabilitätsindikatoren (VSIs)

Abk.	Name	Gleichung	Stabilitätslimit	Annahme
L_{mn}	Line Stability Index	$\frac{4X_1 Q_r}{(U_s \sin(\delta_{sr} - \theta))^2}$	≤ 1.0	Wirkleistungseffekt vernachlässigt, $Y \approx 0$
FVSI	Fast Voltage Stability Index	$\frac{4Z_1^2 Q_r}{U_s^2 X_1}$	≤ 1.0	$\sin(\delta_{sr}) \approx 0, Y \approx 0$
VCPI	Voltage Collapse Proximity Index	$\frac{P_r}{P_{r,\max}}$	≤ 1.0	Konstanter Leistungsfaktor, $Y \approx 0$
MVSI	Modern Voltage Stability Index	$\frac{2Z_1^2 \sqrt{P_r^2 + Q_r^2}}{2Q_r Z_1^2 - X_1 U_s^2}$	≤ 1.0	Leitungswiderstand teilweise vernachlässigt, $Y \approx 0$
VSI_1	Voltage Stability Index	$4 \left[Q_r X_1 + \frac{Q_r R_1^2}{X_1} \right] \frac{1 - \cos(2\varphi)}{2U_s^2 \sin^2(\delta_{sr} - \varphi)}$	≤ 1.0	$Y \approx 0$

3 Methodik und Modellierung

In diesem Kapitel werden auf Basis der in Kapitel 2 beschriebenen Grundlagen die Methodik zur Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse sowie die Optimierungsmodelle für die im Rahmen dieser Arbeit formulierten Optimierungsfragestellungen dargestellt. Zunächst wird in Abschnitt 3.1 der zugrunde liegende Berechnungsablauf des in pandapower [Turner et al. 2018] entwickelten Tools zur Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse beschrieben. Anschließend werden in Abschnitt 3.2 das Optimierungswerkzeug AMYGO (engl.: Automated Modular Energy Grid Optimization) [Harms et al. 2025] sowie die in diesem Zusammenhang eingesetzte Modellierungs- und Optimierungsumgebung AMPL [Fourer et al. 2003] vorgestellt. Hierbei wird auf die Kernfunktionalitäten sowie die Basismodellierung des modular aufgebauten Werkzeugs zur Formulierung mathematischer Optimierungsprobleme im Kontext elektrischer Energiesysteme eingegangen. Darauf aufbauend erfolgt in Abschnitt 3.3 eine detailliertere Darstellung der modelltechnischen Erweiterungen innerhalb des Optimierungswerkzeugs. Dieser Abschnitt beschreibt die Entwicklung der Problemdefinitionen und der entsprechenden Modellierungsansätze, welche die Basis für die in Abschnitt 4.2 dargestellten Simulationen bilden. Hierzu zählt insbesondere die Modellierung des Redispatch als Mehrzieloptimierungsproblem unter Einbeziehung von Aspekten der Spannungsstabilität.

3.1 Methodik zur automatisierten Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse

Für die in Abschnitt 4.1 durchgeführte Netz- und Spannungsstabilitätsanalyse wird innerhalb der Simulations- und Netzberechnungsumgebung pandapower ein Tool zur automatisierten Berechnung von VSIs sowie weiterer aus den Leistungsflussberechnungen resultierender Kenngrößen entwickelt. Die Python-basierte Open-Source-Simulationsumgebung pandapower, die an der Universität Kassel und am Fraunhofer IEE entwickelt wurde, dient der Modellierung, Analyse und Optimierung von Stromnetzen [Turner et al. 2018].

Das Tool ermöglicht die Untersuchung verschiedener Belastungsszenarien, indem die Wirk- und/oder Blindleistungsaufnahme der einzelnen Verbraucher in Abhängigkeit vom definierten Leistungsfaktor in festgelegten Schrittwerten automatisiert erhöht wird. Zu diesem Zweck wird in jeder Iteration der Leistungserhöhung eine Leistungsflussberechnung

durchgeführt, aus der anschließend die Ergebnisse zur Ermittlung der implementierten VSI innerhalb von pandapower verwendet werden. Darüber hinaus werden weitere resultierende Kenngrößen u. a. die Knotenspannungen, welche für die Erstellung der PV-Kurven erforderlich sind, in den einzelnen Iterationen mit erfasst. Die Leistungserhöhung wird automatisiert iterativ fortgeführt, bis die Leistungsflussberechnung für die jeweils durchgeführte Leistungserhöhung nicht mehr konvergiert, was auf das Erreichen der maximal übertragbaren Leistung hindeutet.

3.2 Ausgangsbasis Optimierung

AMYGO ist ein modular aufgebautes Optimierungswerkzeug zur Modellierung und Lösung von Optimierungsfragestellungen im Kontext der Netzplanung und des Netzbetriebs. Die Optimierungsumgebung besteht aus mehreren miteinander verbundenen Modulen, Funktionen und Datenaustauschpfaden und nutzt die Vorteile verschiedener Programmiersprachen und Analysewerkzeuge wie AMPL, pandapower/Python, MATLAB® und PowerFactory, die über definierte Schnittstellen miteinander kombiniert sind. AMYGO ist aus verschiedenen Forschungsarbeiten im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen dem Fachgebiet Nachhaltige Elektrische Energiesysteme der Universität Kassel und dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE hervorgegangen und wird kontinuierlich weiterentwickelt.

3.2.1 Aufbau der Modellierungsumgebung AMPL

AMPL (engl.: A Mathematical Programming Language) ist eine Modellierungssprache für mathematische Optimierungsprobleme. Diese Programmierumgebung ermöglicht, die Struktur eines Optimierungsmodells im Wesentlichen bestehend aus Parametern, Variablen, Zielfunktionen und Nebenbedingungen in einer algebraischen Form zu definieren. Hierbei erfolgt der Übergang von den in der Modellierungssprache formulierten mathematischen Modellen zu der für den Lösungsalgorithmus erforderlichen Form vollständig automatisiert im Hintergrund. Dadurch wird die Modellierung besonders verständlich und wartungsarm und auf diese Weise können die mathematischen Modelle direkt von ihrer theoretischen Beschreibung in die Programmiersprache überführt werden. Ein weiterer Vorteil von AMPL liegt in der strukturierten Darstellung des Optimierungsproblems durch die Trennung von Modell und Daten. Zur Definition der einzelnen Bestandteile eines Optimierungsproblems unterscheidet AMPL grundsätzlich drei Typen von Dateien. Diese Dateien werden zur Beschreibung des Modells, zur Bereitstellung der Daten und zur Steuerung des Programmablaufs eingesetzt [Fourer et al. 2003; Mende 2022]:

- Die `.mod`-Datei bildet die zentrale Datei zur Formulierung des Modells, in der die Parameter, (unabhängigen und abhängigen) Variablen, Indexmengen (sets), Zielfunktionen und Nebenbedingungen festgelegt werden. Zudem sind die in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Bestandteile der optimalen Leistungsflussberechnung sowie weitere für die Modellierung eines elektrischen Netzes erforderliche mathematische Ausdrücke in diesem Dateityp hinterlegt.
- Die `.dat`-Datei ermöglicht die Trennung mathematischer Modelle von den für ein konkretes Ausführungsproblem verwendeten Daten. Während in der `.mod`-Datei die mathematische Struktur eines Modells definiert wird, enthalten `.dat`-Dateien ausschließlich die zugehörigen Eingabedaten. Die `.dat`-Datei dient damit als flexible Schnittstelle, über die ein einmal formuliertes Modell unkompliziert mit unterschiedlichen Datensätzen ausgeführt werden kann, wobei die Daten aus Excel-Tabellen, Textdateien oder einer abgelegten Datenbank eingelesen werden.
- Die `.run`-Datei wird als Steuer- bzw. Skriptdatei zur vollständigen Automatisierung des Optimierungsprozesses verwendet, indem alle Anweisungen zum Einlesen der Modelle und Daten, zur Solversteuerung und zur Ergebnisdarstellung zusammengefasst werden. Auf diese Weise müssen die einzelnen Anweisungen nicht mehr manuell in die Konsole eingegeben werden, wodurch der Ablauf reproduzierbar und zur Durchführung verschiedener Szenarien leicht anpassbar wird.

Nachdem ein Optimierungsproblem aufgestellt wurde, kann AMPL es mithilfe externer Solver wie beispielsweise des in dieser Arbeit eingesetzten IPOPT lösen. Hierzu startet ein iterativer Solver wie beispielsweise IPOPT mit Anfangswerten für die Entscheidungsvariablen und passt diese schrittweise an. In jedem Iterationsschritt wird unter Einhaltung der Nebenbedingungen die Zielfunktion, abhängig vom gewählten Optimierungsziel, entweder minimiert oder maximiert. Der Prozess endet, sobald eine Lösung ohne weiteres Verbesserungspotenzial gefunden ist [Mende 2022; Wächter und Biegler 2011].

3.2.2 Grundlegende Modellierung des Optimierungswerkzeugs AMYGO

In diesem Abschnitt werden die beiden zentralen Grundmodule des in dieser Arbeit eingesetzten Optimierungswerkzeugs vorgestellt. Zunächst wird das Modul zur Leistungsflussberechnung beschrieben, welches die mathematischen Grundlagen zur Bestimmung des stationären Netzbetriebszustands umfasst. Auf dieses Modul wird in Kapitel 4.1 im Rahmen der dargestellten Leistungsflussanalysen zurückgegriffen. Anschließend wird das Basismodul zur Formulierung des Optimierungsproblems innerhalb des Optimierungswerkzeugs beschrieben, in dem die grundlegenden Basisfunktionen, Variablen und Parameter zur Netzbeschreibung, zur Modellierung des Netzverhaltens sowie zum Einlesen der Modellinformationen der Netzelemente definiert werden. Aufgrund des modularen Aufbaus

des Optimierungswerkzeugs stellt dieses Basismodul die Grundlage für die in Abschnitt 3.3 eingeführten Optimierungsfragestellungen.

Leistungsfluss (ampl_acpf) in Optimierungsdarstellung

Das Leistungsflussproblem, das in AMYGO unter der Bezeichnung „ampl_acpf“ geführt wird, stellt die Grundfunktionalität des Optimierungswerkzeugs AMYGO dar, ist jedoch im eigentlichen Sinne kein Optimierungsproblem, sondern dient der Durchführung einer reinen Leistungsflussberechnung. Das dabei implementierte Modell der Leistungsflussgleichungen bildet als Nebenbedingungen zugleich ein Basismodul für weiterführende Optimierungsprobleme. Hierzu erfolgt die Formulierung der Leistungsflussgleichungen (vgl. Abschnitt 2.1.2) als Optimierungsproblem in Analogie zur Formulierung in Gleichung 2.1. Allerdings findet hierbei keine Optimierung statt, sodass keine Zielfunktion $f(x, u)$ benötigt wird. Wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, setzen sich die Leistungsflussgleichungen aus Netz- und Knotenleistungen $\underline{s}_{N,s}$ und $\underline{s}_{K,s}$ zusammen. Bei einer Leistungsflussberechnung wird von konstanten Erzeugungs- und Verbraucherleistungen ausgegangen, um den stationären Betriebszustand des elektrischen Energiesystems zu bestimmen. Daher werden die Knotenleistungen bei dieser Implementierung als Parameter betrachtet. Im Folgenden wird die Erzeugerleistung $\underline{s}_{Gen,s}$ je nach Knotenart als Parameter oder Variable behandelt.

Durch Zerlegung der Gleichung 2.9 in Wirk- und Blindleistungsterme und deren Einsetzen in die Gleichungen 2.10 und 2.11 ergeben sich die für Optimierungsmodelle relevante Darstellungsform der Gleichheits-Nebenbedingungen, dargestellt in Gleichungen 3.1 und 3.2.

$$0 = \underbrace{p_{Gen,s} + p_{Last,s}}_{p_{K,s}} + \underbrace{3U_s \sum_{r=1}^K U_r (g_{sr} \cos(\delta_s - \delta_r) - b_{sr} \sin(\delta_s - \delta_r))}_{p_{N,s}}$$

für $(s, r) \in K_{PQ, PU}, s \neq r$ (3.1)

$$0 = \underbrace{q_{Gen,s} + q_{Last,s}}_{q_{K,s}} + \underbrace{3U_s \sum_{r=1}^K U_r (g_{sr} \sin(\delta_s - \delta_r) + b_{sr} \cos(\delta_s - \delta_r))}_{q_{N,s}}$$

für $(s, r) \in K_{PQ}, s \neq r$ (3.2)

Im Falle der reinen Leistungsflussberechnung muss die als Nebenbedingung formulierte Leistungsflussgleichung für die Wirkleistung 3.1 für alle PQ- und PU-Knoten gelten. Die Bilanzknoten sind von dieser Nebenbedingung ausgenommen, da sich die Wirkleistungsbilanz an diesen Knoten als Ergebnis der Leistungsflussberechnung automatisch ergibt. Zudem ist die Leistungsflussgleichung für die Blindleistung 3.2 für alle PQ-Knoten zu erfüllen. Die Blindleistungsbilanz an Bilanz- und PU-Knoten wird durch spannungsregelnde Generatoren gewahrt. Somit wird die an Bilanz- und PU-Knoten erzeugte Blindleistung als Entscheidungsvariable im Optimierungsproblem betrachtet. Darüber hinaus werden die Knotenspannung am Bilanzknoten \underline{U}_{SL} und die Knotenspannungsbeträge am PU-Knoten U_{PU} durch vorgegebene Werte als Parameter festgelegt. Das Leistungsflussproblem als Bestandteil des Optimierungswerkzeugs lässt sich mit Gleichung 3.3 in die Standardform eines Optimierungsproblems überführen. Der Zielfunktionswert $f = 0$ verdeutlicht, dass hier keine Optimierung im Sinne einer Minimierung erfolgt, sondern die Problemlösung nur durch Einhaltung der Gleichheitsnebenbedingungen (Leistungsflussgleichungen) erreicht wird. Die Einbindung von Ungleichheitsnebenbedingungen ermöglicht die Abbildung technischer und sicherheitsrelevanter Einschränkungen. Im Rahmen einer reinen Leistungsflussberechnung ist dies jedoch in der Regel nicht zielführend, da bei Grenzwertverletzungen keine zulässige Lösung existiert.

Zur allgemeinen Beschreibung der Knoten wird in den folgenden Formulierungen der Index k verwendet.

$$\begin{aligned}
 \min_{u, \delta, p_{\text{Gen}}, q_{\text{Gen}}} \quad & f = 0 \\
 \text{s. t.} \quad & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \text{für } k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \text{für } k \in K_{\text{PQ}}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Funktionsweise des `ampl_acopf`-Moduls in AMYGO

Die weitere Problemdefinition trägt die Bezeichnung „`ampl_acopf`“ und besitzt wie die vorherige einen modularen Aufbau, der sich aus mehreren `.run`- und `.mod`-Dateien zusammensetzt. Der zentrale Unterschied besteht darin, dass hierbei die Optimierung des Leistungsflusses auf Basis einer Zielfunktion erzielt wird, indem dem Optimierungsproblem weitere Freiheitsgrade in Form von Entscheidungsvariablen hinzugefügt werden. Diese Problemdefinition bildet die Ausgangsbasis des optimalen Leistungsflusses und kann je nach Optimierungsfragestellung durch zusätzliche Komponenten erweitert werden (vgl. Abschnitt 3.3). Wie in Abschnitt 2.2 eingeführt wurde, können die Flexibilitäten in Form der Entscheidungsvariablen je nach Optimierungsziel variieren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ergeben sich daraus die nachfolgend aufgeführten Freiheitsgrade für Wirk-

und Blindleistung. Diese erstrecken sich sowohl auf die Erzeugerseite, beispielsweise in Bezug auf die Anpassung des Generatoreinsatzes oder der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energieanlagen, als auch auf die Verbraucherseite, beispielsweise in Bezug auf den Lastabwurf.

Die Wirk- und Blindleistungssollwerte der im Rahmen dieser Arbeit als flexibel angenommenen Erzeugungsanlagen gehen – im Gegensatz zur vorherigen Problemdefinition – als freie bzw. in AMPL als unabhängige Variablen bezeichnete Stellgrößen in das vorliegende Optimierungsproblem ein. Zudem ist der zulässige Betriebsbereich der Erzeugungsanlagen durch Nebenbedingungen gemäß Gleichung 2.12 und 2.13 für die entsprechenden Flexibilitäten zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Netzführung können weitere Freiheitsgrade u. a. eine variable Transformator-Stufensteller-Position oder eine variable Stufung der Kompensationselemente durch eine Anpassung der Beschreibung der Elemente in der Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{KK}}$ in der Optimierung berücksichtigt werden. Dieser Aspekt ist jedoch für die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit nicht relevant und wird daher nicht betrachtet.

Innerhalb der vorliegenden Problemdefinition werden die Erzeugungsleistungen als unabhängige Variablen deklariert und stehen somit in der Optimierung als frei wählbare Entscheidungsvariablen zur Verfügung. Die Flexibilitäten auf Seiten der Verbraucher können für die Wirk- und Blindleistung durch die Modellierung als Entscheidungsvariablen abgebildet werden. Zudem können die Verbraucherleistungen, abhängig von der betrachteten Fragestellung, als Parameter im Optimierungsproblem berücksichtigt werden. Im folgenden Abschnitt wird hierzu die modelltechnische Entwicklung des Optimierungsproblems vorgestellt.

Neben den eingeführten Freiheitsgraden in Form Entscheidungsvariablen sind in OPF-Formulierungen noch die in Abschnitt 2.1.2 beschriebene Ungleichheits-Nebenbedingungen zu berücksichtigen. Da sich diese Variablen nur innerhalb gewisser Betriebsgrenzen bewegen können, muss die Einschränkung der Flexibilitäten entsprechend in der Optimierung durch Nebenbedingungen nachgebildet werden. Die Formulierung beliebiger Zielfunktionen kann im Grunde genommen entsprechend den spezifischen Anforderungen erfolgen. Die in Abschnitt 2.1.2 erläuterten klassischen Zielfunktionen stehen bereits im Optimierungswerkzeug zur Verfügung. Die für die vorliegende Arbeit relevante Problemformulierung als Mehrzieloptimierung und die damit verknüpften Formulierungsbestandteile werden im nachfolgenden Abschnitt durch Ergänzungen bzw. Erweiterungen der Modellierung innerhalb des Optimierungswerkzeugs umgesetzt.

3.3 Modellierungsansätze und -umsetzungen der Optimierungsprobleme

3.3.1 Optimierungsbasierte Ermittlung der maximal zulässigen Lasterhöhung

Die Netzauslastungsszenarien sind im Kontext diverser Netzstudien Bestandteil aktueller Forschungsfragen. Die Integration dezentraler Erzeugung in Verteilnetze wirkt sich unmittelbar auf die Spannungshaltung sowie die Auslastung der Betriebsmittel aus. Unter dem Begriff Aufnahmekapazität (engl.: Hosting Capacity) wird die maximal vom Stromnetz aufnehmbare Erzeugungsleistung, insbesondere aus dezentralen Energiequellen, verstanden, ohne betriebliche Einschränkungen zu verletzen oder Engpässe hervorzurufen [Zain ul Abideen et al. 2020]. Vor diesem Hintergrund wird die Bestimmung der maximal integrierbaren Leistung im Folgenden als Optimierungsproblem behandelt. Die Umsetzung erfolgt im Optimierungswerkzeug durch Anpassung der Variablen bzw. durch die Erweiterung der Modellierung des Optimierungsproblems um die erforderliche Zielfunktion und zusätzliche Variablen.

Zwei Entscheidungsvariablen ΔP_l (v_lod_dp) und ΔQ_l (v_lod_dq) werden zu diesem Zweck eingeführt, die zu den aktuellen Wirk- und Blindleistungswerten der Lasten $P_{l,k}$ und $Q_{l,k}$ addiert werden. Damit werden die Entscheidungsvariablen ΔP_l und ΔQ_l über eine Anpassung in die bereits im Optimierungswerkzeug abhängigen (definierten) Variablen $p_{Last,k}$ (v_lod_p) und $q_{Last,k}$ (v_lod_q) für alle beteiligten Lasten l aus der Menge add_lod_id integriert und in Gleichungen 3.4 und 3.5 dargestellt. Dadurch wird die Wirkung der freien SollwertEinstellung von Variablen ΔP_l und ΔQ_l direkt auf die abhängigen Größen übertragen, wodurch eine gezielte Lastanpassung möglich wird. In den Skripten zur Modellbeschreibung der Lasten im Optimierungswerkzeug werden die neuen Entscheidungsvariablen ergänzt und die bestehenden abhängigen Variablen gemäß Gleichungen 3.4 und 3.5 angepasst.

$$p_{Last,k} = \sum_{l=1}^{add_lod_id} (P_{l,k} + \Delta P_{l,k}), \quad \forall k \in K_{PU,PQ} \quad (3.4)$$

$$q_{Last,k} = \sum_{l=1}^{add_lod_id} (Q_{l,k} + \Delta Q_{l,k}), \quad \forall k \in K_{PQ} \quad (3.5)$$

Nachdem die für die Optimierungsfragestellung benötigten Variablen eingeführt wurden, wird im nächsten Schritt die Zielfunktion mit den zugehörigen Variablen und Nebenbedingungen entwickelt. Ziel der Optimierung ist die Bestimmung der maximal erreichbaren

Wirkleistung an jedem einzelnen Knoten bzw. über alle Knoten hinweg unter Einhaltung der betrieblichen und regulatorischen Randbedingungen sowie Einschränkungen, was durch eine Zielfunktion f_{MaxLod} nach Gleichung 3.6 ausgedrückt werden kann.

Zusätzlich zu den in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Nebenbedingungen gilt hier eine Beschränkung des Stellbereichs des Leistungsfaktors einzelner Lasten $\cos(\varphi_k)$ für alle $k \in K_{\text{PQ}}$, wobei der untere Grenzwert durch den geforderten Leistungsfaktor und der obere Grenzwert durch den Wert 1 festgelegt wird. Dadurch wird in erhöhten Auslastungsszenarien des Bestandsnetzes die Wirkleistung der Lasten nicht in ein durch Optimierer ermittelte optimales Verhältnis zur jeweiligen Blindleistung der Lasten erhöht, sondern dieses Verhältnis wird durch einen Parameter $p_lod_pf_k$ als unterer Grenzwert in der entsprechenden Nebenbedingung vorgegeben, wobei $k \in K_{\text{PQ}}$ gilt.

$$\begin{aligned}
 \max_{u, \delta, p_{\text{Gen}}, q_{\text{Gen}}, \Delta P, \Delta Q} \quad & f_{\text{MaxLod}} = \sum_{l=1}^{\text{add_lod_id}} \Delta P_{l,k} \\
 \text{s. t.} \quad & p_{\text{K},k} + p_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{\text{K},k} + q_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{k,\min} \leq U_k \leq U_{k,\max}, \quad \forall k \in K \\
 & P_{\text{Gen},k}^{\min} \leq P_{\text{Gen},k} \leq P_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & Q_{\text{Gen},k}^{\min} \leq Q_{\text{Gen},k} \leq Q_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & p_lod_pf_k \leq \cos(\varphi_k) \leq 1, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}}
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

3.3.2 Modellierung eines VSC-OPF

Die optimale Leistungsflussberechnung wird in der Planung und im Betrieb elektrischer Energiesysteme im Rahmen verschiedener Optimierungsaufgaben u. a. zur Bestimmung minimaler Erzeugungskosten, reduzierter Netzverluste und damit einhergehender Verbesserung des Spannungsprofils eingesetzt. In Netzsituationen mit hohem Risiko für Spannungsinstabilität wie beispielsweise starker Netzauslastung oder Betriebsmittelausfällen reicht die Einhaltung des als Nebenbedingung in einem OPF formulierten Spannungsbandes aufgrund der verringerten Stabilitätsreserve nicht mehr als Stabilitätskriterium aus, um ein akzeptables Maß an Spannungsstabilität sicherzustellen [Kiyomugisha et al. 2021]. Angesichts immer schneller wachsender Anforderungen im Stromnetz ergibt sich vor dem Hintergrund erheblicher Potenziale eines näher an der Auslastungsgrenze betriebenen bzw. näher an Stabilitätsgrenzen liegenden und damit einhergehenden kosteneffizienten Netzbetriebs die Notwendigkeit, zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs Stabilitätsaspekte in die OPF-Berechnungen einzubeziehen [Bundesnetzagentur 2025a]. Dadurch

wird neben der Erhöhung der gesamten Systemstabilität auch die Realisierung der zugrunde liegenden Optimierungsziele mittels OPF-Berechnungen ermöglicht. Fokus dieser Arbeit liegt auf dem in Abschnitt 2.2 beschriebenen Aspekt der Spannungsstabilität, wobei mittels statischer Spannungsstabilitätsanalyse z. B. VSIs (vgl. Abschnitt 2.2.5) die Grenzen des sicheren Netzbetriebs und der Abstand des aktuellen Arbeitspunkts zum Spannungskollaspunkt (Spannungsstabilitätsreserve) bestimmt werden. Die VSIs werden aus stationären Leistungsflussgrößen sowie der Netztopologie berechnet und eignen sich insbesondere aufgrund ihres statischen Charakters zur Integration in OPF-Formulierungen, die zur Berücksichtigung von Spannungsstabilitätsaspekten erweitert werden. Diese OPF-Modelle werden im englischsprachigen Raum als „Voltage Stability Constrained-Optimal Power Flow“ oder kurz „VSC-OPF“ bezeichnet und können als Optimierungsziele oder als zusätzliche Nebenbedingungen umgesetzt werden [Zabaiou et al. 2014]. [Canizares et al. 2001] entwickelt zwei Ansätze zur Berücksichtigung des als VSI formulierten Spannungsstabilitätskriteriums im OPF-Problem:

- Einbindung der VSI als (zusätzliche) Zielgröße in die Zielfunktion; daraus ergibt sich u. a. eine Mehrzieloptimierung
- Einbindung der VSI als Nebenbedingung; Festlegung eines kritischen Schwellenwerts, der den Zulässigkeitsbereich begrenzt

Durch den ersten Ansatz wird ein Arbeitspunkt gemäß dem Optimierungsziel mit einem minimierten VSI-Wert eingestellt. Hierbei erfolgt die Verbesserung der Spannungsstabilität durch die Verschiebung des Arbeitspunkts in einen Bereich mit geringerem VSI-Wert. Arbeitspunkte mit hohen VSI-Werten (typischerweise nahe 1) liegen näher am Spannungskollaspunkt und weisen somit eine geringere Spannungsstabilitätsreserve auf. Um den Abstand zum Spannungskollaspunkt zu vergrößern, werden daher durch Optimierung die Arbeitspunkte mit geringeren VSI-Werten eingestellt. Im zweiten Ansatz wird der VSI als Schwellenwert in die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems eingeführt. Durch die Festlegung eines geringen VSI-Schwellenwerts (z. B. 0,7), der einen sicheren Abstand zum Spannungskollaspunkt gewährleistet, wird der zulässige Lösungsraum zusätzlich zu den anderen Restriktionen weiter eingeschränkt.

Abhängig vom eingesetzten VSI können in beiden Ansätzen drei unterschiedliche Zielgrößen wie folgt betrachtet werden [Zabaiou et al. 2014]:

- Line-VSIs: Die zu minimierende Zielgröße ist die Summe der entsprechenden Line-VSIs über alle Leitungen
- Bus-VSIs: Der Bus-VSI des kritischsten Knotens (mit dem größten VSI-Wert) wird minimiert
- kleinster Singulärwert der Jacobi Matrix des Lastflusses: Ein (kleinster) Singulärwert in der Nähe von Null weist auf Spannungskollaspunkt hin; durch Maximierung

dieses Werts wird die Spannungsstabilitätsreserve erhöht.

In der Literatur wird der als Zielgröße formulierte Spannungsstabilitätsaspekt mit verschiedenen Optimierungsfragestellungen in Zusammenhang gebracht und häufig im Rahmen einer Mehrzieloptimierung betrachtet. Im Unterschied zur Einzieloptimierung, bei der lediglich eine Zielgröße berücksichtigt wird, umfasst die Mehrzieloptimierung die gleichzeitige Optimierung mehrerer teilweise konkurrierender Ziele. Eindimensionale Ziele können etwa die Netzverluste, das Spannungsprofil im Netz, die Kosten der Energieerzeugung oder der Blindleistungsaustausch zwischen Spannungsebenen sein. In [Khunkitti et al. 2019] zusammengefasste Studien belegen neben der Senkung von Erzeugungskosten und Netzverlusten auch eine deutliche Verbesserung der Systemstabilität und -sicherheit durch die Integration von VSIs in Mehrzieloptimierungsprobleme. Im Rahmen der Mehrzieloptimierung in AMPL unter Verwendung des Solvers IPOPT werden die einzelnen Zielfunktionen $f_i(x, u)$ mittels Gewichtungsfaktoren a_i zu einer gemeinsamen Zielfunktion $F(x, u)$ zusammengeführt. Auf diese Weise wird es IPOPT ermöglicht, das Mehrzielproblem wie ein klassisches Einzielproblem zu behandeln und mehrere Aspekte in einem Optimierungsschritt zugleich anzugehen [Stock 2019].

Die mehrdimensionale Zielfunktion kann in ihrer Standardform als Kombination mehrerer gewichteter eindimensionaler Zielfunktionen gemäß Gleichung 3.7 beschrieben werden [Kyomugisha et al. 2021].

$$\begin{aligned}
 \min \quad & F(x, u) = \sum_{i=1}^{N_{\text{Ziele}}} a_i f_i(x, u) \\
 \text{s. t.} \quad & g(x, u) = 0, \\
 & h(x, u) \leq 0
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

In der angegebenen Allgemeinform repräsentieren die Vektoren x und u die vom Optimierungsziel abhängigen Zustands- bzw. Entscheidungsvariablen (vgl. Abschnitt 2.1.2), die im Folgenden näher ausgeführt werden.

Zur Durchführung des VSC-OPF mit den zugehörigen Szenarien wird nachfolgend die Entwicklung und Modellierung einer mehrdimensionalen Zielfunktion $f(x)$ beschrieben. Diese setzt sich aus vier für die Durchführung der Szenarien relevanten Zielfunktionskomponenten zusammen. Da an dieser Stelle bestimmte Zielgrößen entgegengesetzte Optimierungsrichtungen verfolgen, beispielsweise die Maximierung der Scheinleistung der PQ-Knoten bei gleichzeitiger Minimierung des VSI, kann die zu maximierende Zielgröße durch Multiplikation mit minus eins in eine zu minimierende Gesamtzielfunktion überführt werden. Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit liegt in der Minimierung des VSI, der Netzverlust-

te und der Erzeugungskosten. Folglich wird das resultierende Optimierungsproblem in Gleichung 3.8 als Minimierungsproblem dargestellt.

$$\begin{aligned}
 \min_x \quad & f(x) = + a_{\text{VSI}} f_{\text{VSI}}(x) + a_{\text{Verl}} f_{\text{Verl}}(x) + a_{\text{Kost}} f_{\text{Kost}}(x) - a_{\text{MaxLod}} f_{\text{MaxLod}}(x) \\
 \text{s. t.} \quad & p_{\text{K},k} + p_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{\text{K},k} + q_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{k,\text{min}} \leq U_k \leq U_{k,\text{max}}, \quad \forall k \in K \\
 & P_{\text{Gen},k}^{\text{min}} \leq P_{\text{Gen},k} \leq P_{\text{Gen},k}^{\text{max}}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & Q_{\text{Gen},k}^{\text{min}} \leq Q_{\text{Gen},k} \leq Q_{\text{Gen},k}^{\text{max}}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & p_{\text{lod}} pf_k \leq \cos(\varphi_k) \leq 1, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}}
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Mithilfe der Gewichtungsterme kann nicht nur der Einfluss der einzelnen Zielfunktionsbestandteile auf die Gesamtoptimierung variiert, sondern auch die Realisierung verschiedener Szenarien durch das gezielte Ein- und Ausschalten einzelner Komponenten ermöglicht werden. Der Aspekt der Spannungsstabilität wird über die Zielgröße f_{VSI} in der mathematischen Formulierung des Optimierungsproblems abgebildet. Die Definition und Implementierung dieser Variable ist abhängig vom eingesetzten VSI, beispielsweise dem Line- oder Bus-VSI (vgl. Abschnitt 2.2.5), sowie von der betrachteten Netzsituation, wie der Lasterhöhung einzelner oder mehrerer PQ-Knoten. Der Optimierer hat Optimierungsentscheidungen hinsichtlich der im Netz verfügbaren Flexibilitäten zu treffen, die den VSI-Wert senken und folglich die Stabilitätsmarge vergrößern. Da bei der Implementierung der Optimierungsprobleme in Abschnitt 4.2 ausschließlich Line-VSIs eingesetzt werden, wird zwischen den folgenden Netzzuständen unterschieden:

- Einzelne Lasterhöhung: Leitungen, die direkt an den jeweiligen Knoten angeschlossen sind, zeigen im Vergleich zu anderen Leitungen deutlich höhere VSI-Werte. Aus diesem Grund wird im Abschnitt 4.2.3 die Summe der VSI-Werte dieser Leitungen als Zielgröße in die Optimierung einbezogen.
- Mehrere Lasterhöhung: In einem Netzzustand mit gleichzeitig erhöhten Lasten und entsprechend veränderten Leistungsflüssen im gesamten Netz erweist sich die Berücksichtigung der VSI-Werte aller Leitungen als vorteilhaft. Leitungen zwischen zwei Generatorbussen werden hierbei ausgeschlossen, da deren Spannungen in vorliegender Arbeit als Entscheidungsvariablen (mit Ausnahme des Slack-Generators) vorgegeben sind und somit keine eindeutige Definition von Sende- und Empfangsknoten im Sinne der VSI-Formulierung (vgl. Tabelle 2.3) möglich ist. Ein derartiger

Netzzustand wird in Abschnitt 4.2.4 analysiert.

Die zweite und dritte Zielfunktionskomponente beziehen sich auf die Netzverluste (vgl. Gleichung 2.5), bestehend aus Leitungs- und Transformatorverlusten, sowie auf die Erzeugungskosten (vgl. Gleichung 2.2), welche im vorliegenden Optimierungsproblem zu minimieren gelten und im Optimierungswerkzeug standardmäßig definiert sind. Die vierte Zielfunktionskomponente, die bereits in Abschnitt 3.3.1 eingeführt wurde, stellt im Gegensatz zu den vorangegangenen Zielgrößen ein maximierendes Optimierungsziel dar. Durch Variation des zugehörigen Gewichtungsfaktors a_{MaxLod} können unterschiedliche Arbeitspunkte von der initialen bis zur maximalen Scheinleistung entlang eines vorgegebenen Leistungsfaktors eingestellt werden.

Darüber hinaus wird im Folgenden auf den zuvor beschriebenen zweiten Ansatz eingegangen, bei dem der VSI als Nebenbedingung formuliert ist. In diesem Zusammenhang ist ebenfalls die Umsetzung einer Mehrzieloptimierung unter Berücksichtigung der in Gleichung 3.8 definierten Zielgrößen, mit Ausnahme des VSI, möglich. Der zentrale Unterschied besteht hierbei in der Verlagerung des VSI von einer Zielgröße zu einer Nebenbedingung, wobei die VSI-Variable v_{vsi} durch einen als Parameter festgelegten Schwellenwert $p_{\text{vsi_threshold}}$ begrenzt wird. (vgl. Gleichung 3.9)

$$\begin{aligned}
 \min_x \quad & f(x) = + a_{\text{Verl}} f_{\text{Verl}}(x) + a_{\text{Kost}} f_{\text{Kost}}(x) - a_{\text{MaxLod}} f_{\text{MaxLod}}(x) \\
 \text{s. t.} \quad & p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & U_{k,\min} \leq U_k \leq U_{k,\max}, \quad \forall k \in K \\
 & P_{\text{Gen},k}^{\min} \leq P_{\text{Gen},k} \leq P_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & Q_{\text{Gen},k}^{\min} \leq Q_{\text{Gen},k} \leq Q_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & p_{\text{lod_pf}_k} \leq \cos(\varphi_k) \leq 1, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & v_{\text{vsi}} \leq p_{\text{vsi_threshold}}
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

3.3.3 Modellierung der Redispatch-Maßnahmen im Engpassmanagement

Mithilfe der Leistungsflussoptimierung und unter Nutzung der vorhandenen Freiheitsgrade können Netzengpässe bzw. unzulässige Betriebsmittelauslastungen gezielt vermieden bzw. geheilt werden. Die optimale Ansteuerung von Erzeugungsanlagen und weiteren Flexibilitäten im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen ermöglicht es, diesen Prozess als Optimierungsproblem zu formulieren. Dadurch entsteht zugleich die Grundlage für eine

Mehrzieloptimierung, die neben der Engpassbeseitigung auch Aspekte der Netzstabilität berücksichtigt.

Bei der Formulierung des Optimierungsproblems können sowohl

- ein rein technischer Redispatch-Einsatz berücksichtigt werden, der auf die Minimierung der erforderlichen Redispatch-Leistung abzielt, als auch
- eine kostenorientierte Optimierung, die die aus dem Redispatch entstehenden Kosten minimiert [Kumar et al. 2004; Mende 2022].

Eine auf dem ersten Ansatz basierende Zielfunktion, dargestellt in Gleichung 3.10, bildet die Minimierung der Abweichung von Kraftwerkeinspeiseleistungen unter Berücksichtigung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte insbesondere in Bezug auf Leitungsauslastungen und zulässige Spannungsbänder ab. Hintergrund dieser Formulierung ist, dass sowohl eine Erhöhung (positiver Redispatch) als auch eine Reduzierung (negativer Redispatch) der Einspeiseleistung gegenüber dem vorgegebenen Dispatch mit Kosten verbunden ist. Der mengeneffiziente Eingriff stellt somit sicher, dass die zur Engpassvermeidung erforderliche Redispatch-Leistung minimal bleibt.

$$\begin{aligned}
 F_{\text{RD,tech}} = \min_{u,\delta,\Delta P_g^{\text{up}},\Delta P_g^{\text{down}},Q_{\text{Gen},g}} f_{\text{RD,tech}}, \quad \text{mit } f_{\text{RD,tech}} = \sum_{g=1}^{G_{\text{RD}}} (\Delta P_g^{\text{up}} + \Delta P_g^{\text{down}}) \\
 \text{s. t. } \quad p_{\text{K},k} + p_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 q_{\text{K},k} + q_{\text{N},k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 U_k^{\text{min}} \leq U_k \leq U_k^{\text{max}}, \quad \forall k \in K \\
 S_l \leq S_{l,\text{max}}, \quad \forall l \in L \\
 P_{\text{Gen},g}^{\text{min}} \leq P_{\text{Gen},g} \leq P_{\text{Gen},g}^{\text{max}}, \quad \forall g \in G_{\text{RD}} \\
 Q_{\text{Gen},g}^{\text{min}} \leq Q_{\text{Gen},g} \leq Q_{\text{Gen},g}^{\text{max}}, \quad \forall g \in G_{\text{RD}}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Hierbei gehen der Spannungsbetrag U_k und der Spannungswinkel δ_k an allen Netzknoten $k \in K$ (mit Ausnahme des Bilanzknotens $k = 1$), die positiven und negativen Abweichungen der Wirkleistungseinspeisung der Generatoren von der im Dispatch geplanten Wirkleistung ΔP_g^{up} und ΔP_g^{down} für $g \in G_{\text{RD}}$ sowie die Blindleistungseinspeisung der Generatoren als Entscheidungsvariablen in die nachfolgenden mathematischen Optimierungsprobleme ein. Als Nebenbedingungen werden neben den Leistungsflussgleichungen die Einhaltung der Spannungsbänder an allen Netzknoten, die Betriebsgrenzen der Generatoren hinsichtlich Wirk- und Blindleistungserzeugung sowie die maximal zulässigen

Leitungs- und Trafoauslastungen in Form der jeweils zulässigen Scheinleistung berücksichtigt. Diese Erweiterung der Nebenbedingungen gegenüber Abschnitt 3.3.2 dient der realitätsnahen Modellierung des Optimierungsproblems.

Da es sich beim Redispatch um einen Markteingriff handelt, müssen die betroffenen Kraftwerksbetreiber für die Veränderung ihres Kraftwerkseinsatzplans finanziell entschädigt werden. Folglich muss die Minimierung der hierdurch entstehenden Kosten explizit in die Optimierung integriert werden. Ein kosteneffizienter Redispatch-Einsatz kann im Rahmen des zweiten Ansatzes somit gemäß Gleichung 3.11 auf Basis einer mengeneffizienten Redispatch-Umsetzung realisiert werden. Die in der Zielfunktion verwendeten Kostenkoeffizienten c_g^{up} und c_g^{down} dienen zur Abbildung der wirtschaftlichen Auswirkungen von Redispatch-Maßnahmen, indem sie die kostenrelevanten Effekte positiver und negativer Leistungsanpassungen beschreiben.

Auf die erneute Angabe der Nebenbedingungen wird in Gleichungen 3.11 und 3.12 verzichtet, da diese unverändert aus Gleichung 3.10 übernommen werden.

$$F_{\text{RD,wirt}} = \min_{u,\delta,\Delta P_g^{\text{up}},\Delta P_g^{\text{down}},Q_{\text{Gen},g}} f_{\text{RD,cost}}, \quad \text{mit } f_{\text{RD,cost}} = \sum_{g=1}^{G_{\text{RD}}} (c_g^{\text{up}} \Delta P_g^{\text{up}} + c_g^{\text{down}} \Delta P_g^{\text{down}}) \quad (3.11)$$

Die zuvor dargestellte Modellierung des wirtschaftlichen Redispatch optimiert die Redispatch-Kosten unter Berücksichtigung der eingeführten Nebenbedingungen, ohne jedoch die Stabilitätsreserven des elektrischen Energiesystems explizit zu berücksichtigen. Zur Erweiterung dieses Ansatzes wird eine Mehrzieloptimierung angewendet, die neben einem kosteneffizienten Redispatch-Einsatz zusätzlich die Spannungsreserve des Systems mithilfe einer VSI-Variable v_vsi als weitere Optimierungsdimension mit einbezieht (vgl. Gleichung 3.12).

$$F_{\text{RD,VSI}} = \min_{u,\delta,\Delta P_g^{\text{up}},\Delta P_g^{\text{down}},Q_{\text{Gen},g}} a_{\text{RD}} \cdot f_{\text{RD,cost}} + a_{\text{VSI}} \cdot f_{\text{VSI}},$$

$$\text{mit } f_{\text{RD,cost}} = \sum_{g=1}^{n_{\text{RD},g}} (c_g^{\text{up}} \Delta P_g^{\text{up}} + c_g^{\text{down}} \Delta P_g^{\text{down}}) \quad (3.12)$$

$$f_{\text{VSI}} = v_vsi$$

4 Simulation und Auswertung

In vorliegender Kapitel werden die in Abschnitt 2.2.5 eingeführten VSIs zunächst als Bewertungsmethode zur Beurteilung der Spannungsstabilität und als Stabilitätskriterium innerhalb der Optimierung betrachtet. In Abschnitt 4.1 wird die Spannungsstabilität eines Testnetzes in unterschiedlichen Belastungsszenarien unter Verwendung der in pandapower implementierten VSIs analysiert. In Abschnitt 4.2 erfolgt zunächst die Überführung einer in pandapower realisierten Netzsituation, die für die nachfolgenden Optimierungen im Hinblick auf die Spannungsstabilität relevant ist, in das Optimierungswerkzeug AMYGO. Auf dieser Grundlage wird ein Basisfall auf Basis einer Leistungsflussberechnung im Optimierungswerkzeug definiert. Anschließend werden im Optimierungswerkzeug zwei Optimierungsansätze implementiert, welche die Spannungsstabilität explizit in die Formulierung der Optimierungsprobleme einbeziehen und damit die Ermittlung stabiler Betriebszustände ermöglichen. Abschließend wird die Auswirkung der Berücksichtigung eines VSI im Rahmen eines wirtschaftlichen Redispatch-Einsatzes auf die Spannungsstabilität des Testnetzes sowie die damit einhergehenden Effekte auf Leitungsauslastungen und das Spannungsprofil untersucht.

4.1 Bewertung der Spannungsstabilität mittels VSI

In diesem Abschnitt werden die in Abschnitt 2.2.5 vorgestellten VSIs zur statischen Spannungsstabilitätsanalyse eines ausgewählten Testnetzes herangezogen. Ziel ist es, die Leistungsfähigkeit und Wirksamkeit verschiedener VSIs bei der Bewertung der Spannungsstabilität unter unterschiedlichen Belastungsbedingungen unter Verwendung des in Abschnitt 3.1 vorgestellten Tools zu untersuchen. Hierzu werden folgende Belastungsszenarien betrachtet:

- eine schrittweise Erhöhung der Blindleistungsaufnahme,
- eine schrittweise Erhöhung der Scheinleistungsaufnahme.

Zudem werden in den betrachteten Belastungsszenarien entsprechende Netzsituationen aufgebaut, die als Ausgangsbasis für die Durchführung der nachfolgenden Optimierungsfragenstellungen dienen.

Im Rahmen der Stabilitätsanalyse werden für das ausgewählte Netz die kritischen PQ-Knoten mit geringer Spannungsstabilitätsreserve identifiziert. Die Bewertung erfolgt unter Einbeziehung der zugehörigen kritischen Leitungen auf Basis der VSI-Kennlinien. Daneben werden die charakteristischen, vom Belastungsfall abhängigen Leistungs-Spannungs-Kennlinien bzw. PV-Kurven dargestellt, welche den Verlauf der Knotenspannung in Abhängigkeit von der aufgenommenen Leistung der PQ-Knoten abbilden und eine Beurteilung der Spannungsentwicklung im Hinblick auf die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes ermöglichen.

Die Simulationen basieren auf einem standardisierten Testnetz, das als Referenzmodell für Analysen und Vergleichsstudien in der Forschung der elektrischen Energieversorgung dient. Für die vorliegende Untersuchung wird das IEEE-30-Bus-Testsystem verwendet, dargestellt in Abbildung 4.1. Das System umfasst 30 Netzknoten, 21 Lasten sowie 41 Netz-zweige, bestehend aus Leitungen und Transformatoren. Die Generatoren an den Knoten 1, 2, 5 und 8 arbeiten auf einem 132-kV-Spannungsniveau, sodass auch die Knoten 1–8 sowie Knoten 28 auf dieser Spannungsebene betrieben werden. Die Generatoren an Knoten 11 und 13 speisen hingegen auf einem 11-kV-Spannungsniveau. Über Transformatoren sind diese Spannungsebenen mit den übrigen Netzbereichen gekoppelt, die überwiegend aus PQ-Knoten bestehen. Die Knoten 10 und 24 verfügen zusätzlich über Querkompensationsanlagen. Für alle in dieser Arbeit durchgeführten per-unit-Berechnungen (engl.: per unit, kurz p.u.) wird eine Basisleistung von $S_B = 100$ MVA festgelegt, auf die sämtliche Leistungen normiert sind [IEEE 30 Bus Test Case 1993].

4.1.1 Erhöhung der Blindleistung

Blindleistung spielt eine entscheidende Rolle bei der Gewährleistung der Spannungshaltung. Aus dem Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung an einem Netzknoten geht hervor, dass die Spannungsinstabilität in elektrischen Energiesystemen als eine mögliche Ursache in einer unzureichenden Bereitstellung der Blindleistung durch Erzeuger liegt bzw. auf eine fehlerhafte Übertragungsleitungen zurückzuführen ist [Valuva et al. 2023]. Aus diesem Grund ist es zur Identifikation der kritischen Netzknoten mit geringer Spannungsreserve unerlässlich, die Analyse der Spannungsstabilität in Hinsicht auf die Bereitstellung der Blindleistung an jedem Netzknoten durchzuführen.

In vorliegendem Abschnitt erfolgt eine schrittweise Erhöhung der induktiven Blindleistungsaufnahme an bestimmten Knoten des IEEE-30-Bus-Testsystems, bis die Leistungsflussberechnung nicht mehr konvergiert. Dieser Vorgang beschreibt eine Annäherung an die maximal übertragbare Leistung $P_{r,\max}$, wie sie in Abbildung 2.3 dargestellt ist. Der Arbeitspunkt, an dem keine Lösung der Leistungsflussberechnung mehr existiert, weist auf einen kritischen Betriebszustand hin, der in der Nähe eines Spannungszusammenbruchs

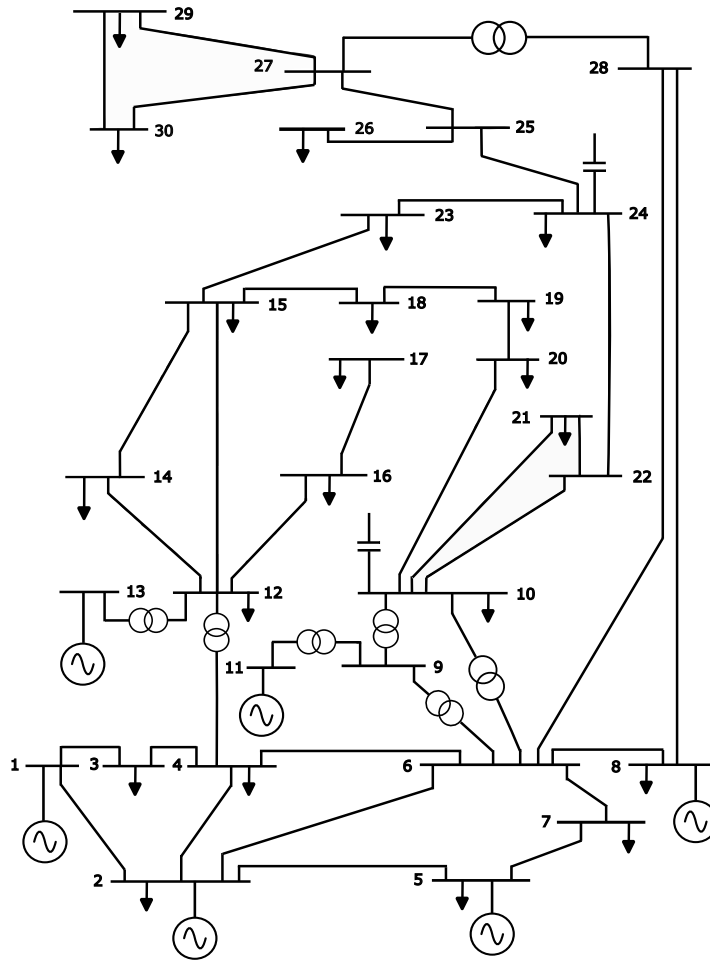


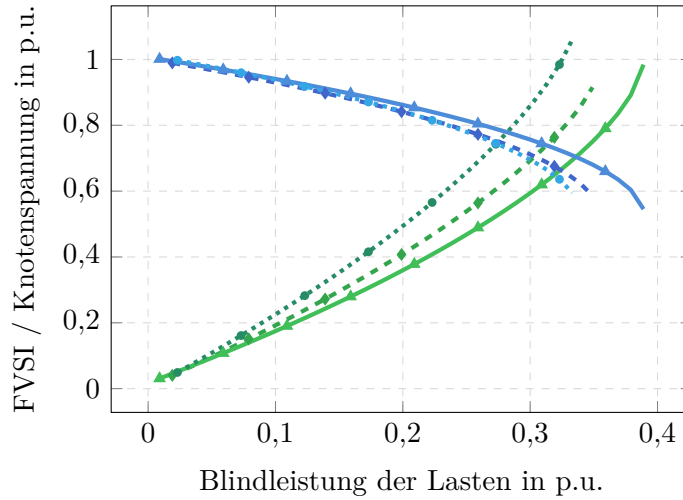
Abbildung 4.1: IEEE-30-Bus-Testsystem in Anlehnung an [Attia et al. 2012]

liegt. Für jede Variation wird mithilfe des in Abschnitt 3.1 vorgestellten Tools die Verläufe der Knotenspannung sowie der VSIs von kritischen Leitungen in Abhängigkeit von Knotenblindleistung dargestellt. Dabei werden im Tool die Schrittweiten für die Erhöhung der Wirk- und/oder Blindleistung entsprechend klein gewählt (hier 1 MW), sodass im Folgenden quasi-kontinuierliche Kennlinien der betrachteten Kenngrößen entstehen.

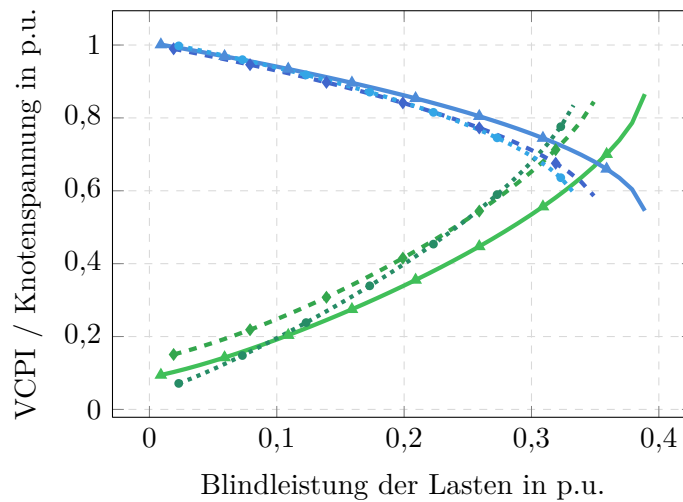
Unter den betrachteten Knoten weisen drei eine besonders geringe Belastbarkeit bezüglich der Blindleistung auf. Bezogen auf die verwendete Basisgröße von 100 MVA stellt Knoten 26 mit einer maximalen Blindleistungsaufnahme von 0,3330 p.u. den kritischsten Fall dar, gefolgt von Knoten 30 und 29 mit jeweils einer maximalen Blindleistungsaufnahme von 0.3490 p.u. und 0.3890 p.u..

Die jeweilige maximale induktive Blindleistungsaufnahme der genannten kritischen Knoten ist Abbildung 4.2 zu entnehmen. Zudem zeigen die Diagramme den Verlauf der jeweiligen VSIs der Leitungen sowie der Knotenspannungen vom Basisbetriebszustand bis zum Kollapspunkt unter steigender Blindlast der jeweiligen Knoten. Zur besseren Übersichtlichkeit wird lediglich die Leitung mit dem höchsten VSI-Wert pro Knoten dargestellt,

wobei es sich dabei in der Regel um die direkt mit dem jeweiligen Knoten verbundene Leitung handelt. Der Verlauf der Knotenspannung entspricht dabei der oberen Hälfte der QV-Kurve und repräsentiert somit den stabilen Bereich.



(a)



(b)

-◆- Index: Ltg. 27-30 / Bus 30
 -▲- Index: Ltg. 27-29 / Bus 29
 -●- Index: Ltg. 25-26 / Bus 26
-◆- Spannung: Bus 30
 -▲- Spannung: Bus 29
 -●- Spannung: Bus 26

Abbildung 4.2: VSI-Kennlinie und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Blindleistung an ausgewählten Knoten: (a) FVSI, (b) VCPI

Aus Gleichung 2.21 geht hervor, dass zwischen FVSI und Blindleistung am Empfangsknoten einen proportionalen Zusammenhang besteht, welcher sich u. a. mit steigender induktiver Blindleistungsaufnahme am Empfangsknoten auf FVSI-Wert auswirkt. Die Gleichung 2.20 zeigt, dass die zuvor vorgebrachten Argumentation zu FVSI in gleicher Weise auch auf L_{mn} zutrifft und dieser daher im Folgenden nicht weiter betrachtet wird. Zusätzlich geht bei L_{mn} die Wirkleistung über den Spannungswinkel δ_{sr} in die Bewertung mit ein. Hierbei lässt sich daraus schließen, dass FVSI und L_{mn} in Betriebszuständen mit

niedrigem Leistungsfaktor, also bei geringem P/Q - Verhältnis, als geeignete Indikatoren gelten. Das charakteristische Verhalten des FVSI in Abbildung 4.2 (a) bestätigt, dass der FVSI-Wert bei Annäherung an den Spannungskollapsunkt kritische Werte nahe 1 annimmt und somit eine hohe Sensitivität gegenüber Blindleistungsänderungen aufweist. Es zeigt sich, dass der stetige Anstieg des FVSI den Verlust der Spannungsstabilitätsreserve widerspiegelt und kritische Betriebszustände frühzeitig erkennen lässt. Aus der Definition des VCPI gemäß Gleichung 2.22 in Verbindung mit der maximal übertragbaren Wirkleistung nach Gleichung 2.23 ergibt sich, dass der VCPI maßgeblich von der Wirkleistung am Empfangsknoten abhängt, wobei der Einfluss der Blindleistung über den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ indirekt berücksichtigt ist. Somit reagiert der VCPI ebenfalls auf eine steigende Blindleistungsaufnahme, jedoch mit geringerer Sensitivität als der FVSI. Dies zeigt sich in Abbildung 4.2 (b) durch die Annäherung des VCPI-Wertes an Werte zwischen 0,8 und 0,9 in der Nähe des Spannungskollapsunktes. Die Indizes MVSI gemäß Gleichung 2.24 sowie der VSI_1 nach Gleichung 2.25 weisen eine vergleichbare mathematische Struktur auf, da sie entweder direkt von der Blindleistung oder von der Scheinleistung und damit implizit vom Zusammenhang zwischen Wirk- und Blindleistung über den Leistungsfaktor abhängen. Folglich liefern MVSI und VSI_1 ein mit dem VCPI vergleichbares Stabilitätsverhalten, somit wird auf eine explizite Darstellung dieser Indizes verzichtet.

Der Spannungskollaps in elektrischen Energiesystemen wird maßgeblich durch die induktive oder kapazitive Blindleistungsaufnahme am jeweiligen Knoten beeinflusst. In diesem Abschnitt wurde die Auswirkung zusätzlicher induktiver Blindleistungsaufnahme bei konstanter Wirkleistung betrachtet, da diese Betriebspunktänderung typischerweise mit einem Spannungsabfall einhergeht und als kritischer Auslöser von Spannungsinstabilitäten gilt. Die resultierenden Spannungsverläufe in Abbildung 4.2 überschreiten dabei die betrieblichen Spannungsgrenzen, welche für die Analyse von QV-Kurven zwar relevant erscheint, jedoch ist aus Sicht der optimalen Betriebsführung von untergeordneter Bedeutung. Bei einer kapazitiven Blindleistungsaufnahme kann hingegen ein Spannungsanstieg erzielt werden. Dieses Szenario wird in diesem Abschnitt nicht weiter untersucht, da eine ausschließlich kapazitive Blindleistungsaufnahme in der Regel zu Spannungen oberhalb der zulässigen Grenzwerte führt und für die in dieser Arbeit betrachtete Optimierung keinen relevanten Betriebszustand darstellt.

4.1.2 Erhöhung der Scheinleistung

Reale Energiesysteme erfordern in der Regel den gleichzeitigen Bezug von Wirk- und Blindleistung. Infolgedessen soll dieses Szenario bei der Systemauslegung und Analyse der Spannungsstabilität berücksichtigt werden [Azad et al. 2025]. In diesem Abschnitt

erfolgt die Erhöhung der Scheinleistung an ausgewählten Netzknoten nach der gleichen Vorgehensweise wie in Abschnitt 4.1.1. Dabei werden zwei Szenarien betrachtet:

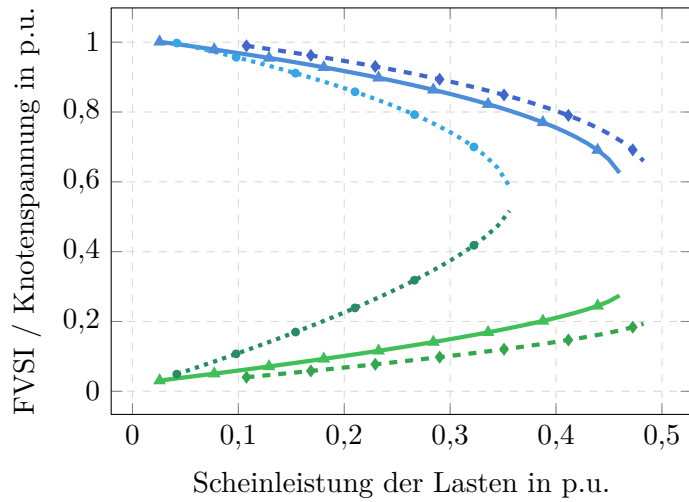
1. Gleichzeitige Erhöhung der Wirk- und induktiven Blindleistungsaufnahme unter Beibehaltung des ursprünglichen Leistungsfaktors, sodass das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung der Lasten dem jeweiligen Basisleistungsfaktor entspricht.
2. Gleichzeitige Erhöhung der Wirk- und kapazitiven Blindleistungsaufnahme, wobei der Leistungsfaktor der jeweiligen Lasten so angepasst wird, dass die Spannung innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen bleibt.

Die induktive Blindleistungsaufnahme der Lasten wirkt spannungssenkend und wird im Rahmen dieser Arbeit aufgrund des verwendeten Verbraucher-Zählpeilsystems mit positivem Vorzeichen gekennzeichnet. Die kapazitive Blindleistungsaufnahme hingegen bewirkt eine spannungshebende Wirkung an den Lasten und wird gemäß dem verwendeten Verbraucher-Zählpeilsystem mit negativem Vorzeichen dargestellt. In diesem Abschnitt ist die Abszisse der Diagramme durch die bezogene Scheinleistung definiert, da diese im Gegensatz zur Blindleistung eine vorzeichenunabhängige und damit einheitliche Vergleichsbasis darstellt.

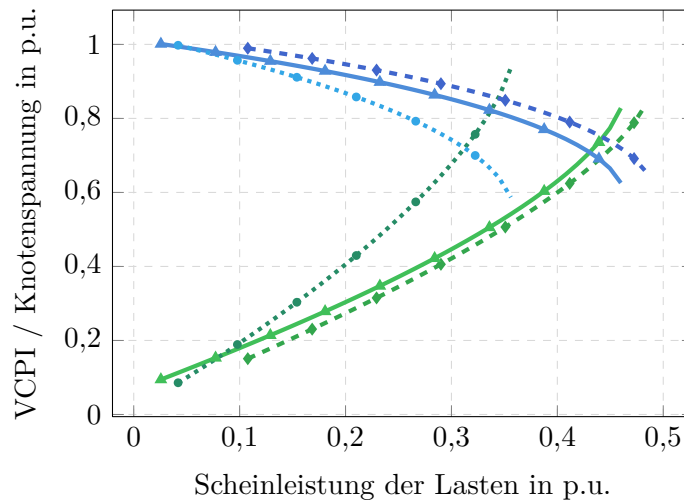
induktive Blindleistungsaufnahme

Analog zum vorherigen Abschnitt werden die VSI-Werte bei ausgewählten Knoten automatisiert mithilfe des in Abschnitt 3.1 vorgestellten Tools für diesem Betriebszustand ermittelt, in dem die Scheinleistung der einzelnen Lasten von der gegebenen Ausgangszustand bis an die Stabilitätsgrenze herangeführt wurde. Mit der iterativen Erhöhung lässt sich der Zustand der höchstmöglichen Lasterhöhung bzw. -verschiebung bestimmen, welcher mit dem Anstieg der VSI-Werte bis zu ihrem kritischen Wert korrespondiert und in Abbildung 4.3 veranschaulicht wird.

Um die Effektivität der VSIs unter unterschiedlichen Belastungsfällen sinnvoll vergleichen zu können, werden in diesem Szenario die Diagramme für dieselben Knoten und VSIs aus Abschnitt 4.1.1 herangezogen. Trotz der unterschiedlichen Belastungsarten in Abbildung 4.2 (b) und Abbildung 4.3 (b) zeigt der VCPI in beiden Szenarien eine sehr ähnliche Entwicklung. Mit zunehmender Belastung in beiden Szenarien steigen die VCPI-Werte stetig an, was auf eine zunehmende Nähe zum Stabilitätsgrenze des Netzes hinweist. Insbesondere im letzten Abschnitt der VCPI-Kurve ist eine erhöhte Sensitivität des VCPI gegenüber weiteren Laststeigerungen zu beobachten. Zudem ist beim Vergleich zwischen beiden Abbildungen 4.2 (b) und 4.3 (b) zu erkennen, dass der VCPI am Spannungskollapsunkt (entsprechend $P_{r,\max}$ in Abschnitt 2.2.5) unabhängig von der Belastungsart



(a)



(b)

-◆- Index: Ltg. 27–30 / Bus 30
 -▲- Index: Ltg. 27–29 / Bus 29
 -●- Index: Ltg. 25–26 / Bus 26
-◆- Spannung: Bus 30
 -▲- Spannung: Bus 29
 -●- Spannung: Bus 26

Abbildung 4.3: VSI-Kennlinie und Spannungsverlauf bei induktiver Erhöhung der Scheinleistung an ausgewählten Knoten: (a) FVSI, (b) VCPI

bzw. vom Leistungsfaktor zuverlässige Werte zwischen 0,8 und 0,9 liefert, die Nahe am kritischen Grenzwert 1 liegen.

Nach dem gleichen methodischen Vorgehen wie zuvor beim VCPI erfolgt im Folgenden eine Analyse des FVSI unter Berücksichtigung beider Belastungsarten. Die FVSI-Kurve in Abbildung 4.2 (a) zeigt dabei einen erwartungsgemäßen Verlauf. Das heißt, mit zunehmender Last steigen die FVSI-Werte kontinuierlich an und erreichen Werte nahe 1, was auf eine Annäherung an die Spannungsstabilitätsgrenze hinweist. Dies verdeutlicht die hohe Sensitivität des FVSI gegenüber einer zunehmenden Blindleistungsbelastung. Ein Vergleich mit Abbildung 4.3 (a) verdeutlicht jedoch signifikante Unterschiede im Anstiegsverhalten der FVSI-Kurven. Zwar ist auch bei gleichzeitiger Wirk- und Blind-

leistungsaufnahme ein ansteigender Verlauf des FVSI zu erkennen, jedoch verläuft dieser deutlich flacher. Der Index zeigt in diesem Szenario eine geringere Sensitivität gegenüber gleichzeitiger Wirk-, und Blindleistungsaufnahme, wodurch der kritische Grenzwert von 1 nahe zum Spannungskollaspunkt nicht erreicht wird. Dies kann zu einer fehlerhaften Einschätzung der Spannungsstabilität führen, da der FVSI an dieser Stelle einen deutlich niedrigeren Wert liefert. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der FVSI bei reiner Blindleistungsaufnahme (entsprechend Lasten mit niedrigem Leistungsfaktor) eine wesentlich höhere Dynamik sowie Indikatorfunktion entfaltet als bei Lasten mit typischen Leistungsfaktoren $\cos(\varphi) > 0,8$.

kapazitive Blindleistungsaufnahme

Im vorliegenden Belastungsfall wird ein Szenario betrachtet, in dem alle stationären Betriebsgrößen, insbesondere die Spannungen, wie sie typischerweise in OPF-Formulierungen berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 2.1.2), über den gesamten Analysebereich hinweg innerhalb ihrer zulässigen Grenzen liegen. Trotz der Einhaltung dieser betrieblichen Grenzwerte wird im Rahmen der stationären Analyse keine Annäherung an den Spannungskollaspunkt identifiziert. Der betrachtete Betriebszustand dient als Referenzfall für die in den folgenden Abschnitten formulierten Optimierungsprobleme. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Abschnitt VSIs zur Bewertung der Spannungsstabilität verwendet. Zur Erhaltung der Spannung innerhalb der vorgegebenen Spannungsbänder erfolgt in diesem Szenario die lokale Bereitstellung von Blindleistung zur Deckung des Blindleistungsbedarfs. Im Übertragungsnetz wird die Spannungshaltung durch unterschiedliche Betriebsmittel gewährleistet. Dazu gehören neben Kompensationsanlagen wie Static Var Compensators (SVC) und Static Synchronous Compensators (STATCOM) auch Synchronmaschinen in Kraftwerken [Knittel 2021].

In diesem Szenario erfolgt neben der Erhöhung der Scheinleistung der Lasten eine gezielte Spannungsanhebung durch Aufnahme kapazitiver Blindleistung vom jeweiligen Knoten. Die Bestimmung des Leistungsfaktors ist hierbei entscheidend, da die Erhöhung der Scheinleistung bei konstantem Leistungsfaktor die Einstellung eines Betriebspunktes mit dem vorgesehenen VSI-Wert sowie der angestrebten Spannung ermöglicht und zugleich vergleichbare Betriebspunkte mit konstantem Wirk-/Blindleistungsverhältnis über den gesamten Belastungsbereich gewährleistet. Um diesen Betriebspunkt zu realisieren, wird durch den Einsatz eines SVC am entsprechenden Knoten die dafür erforderliche Blindleistung ermittelt. Anschließend wird auf Grundlage dieser Blindleistung der entsprechende Leistungsfaktor für die Scheinleistung bestimmt.

Die Analyse wird für die gleichen drei Knoten wie in den vorangegangenen Abschnitten durchgeführt. Unter Anwendung der zuvor dargestellten Methodik zur Bestimmung des

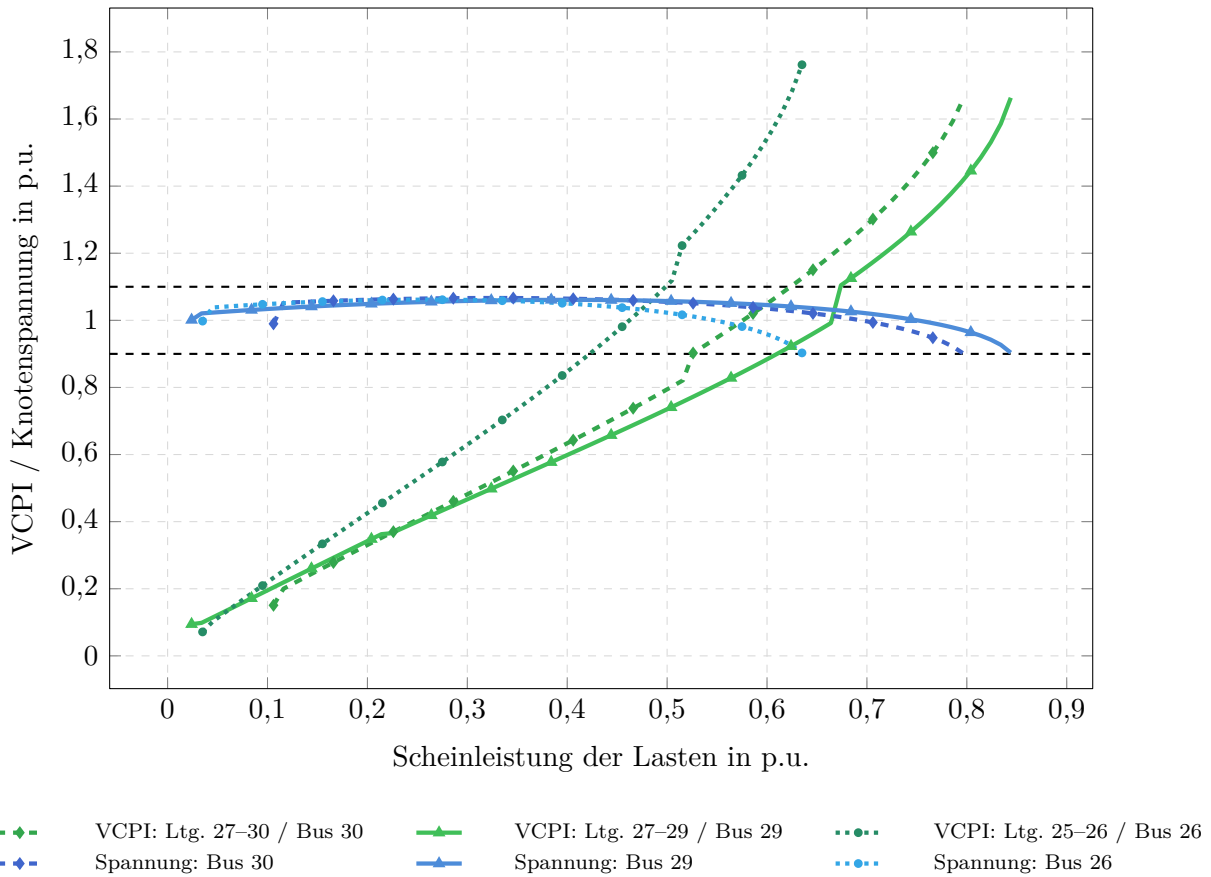


Abbildung 4.4: VCPI- und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Scheinleistung (kapazitiv) an ausgewählten Knoten

erforderlichen Leistungsfaktors für die Einstellung des Betriebspunktes wird die Scheinleistung der Lasten ausgehend vom Basisbetriebszustand sukzessive bis zur maximal erreichbaren Scheinleistung erhöht. Angestrebt wird ein Arbeitspunkt, bei dem die Spannung 1 p.u. beträgt und der VCPI-Wert gleich 1 ist. Die für diesen Arbeitspunkt ermittelten Leistungsfaktoren an den Knoten 26, 29 und 30 betragen jeweils 0,735, 0,778 und 0,813. Bei jeder Iteration der Leistungsflussberechnung werden die VCPI-Werte und Knotenspannungen ermittelt. Die resultierenden Verläufe sind in Abbildung 4.4 dargestellt, wobei der zuvor definierte Arbeitspunkt die Schnittstelle zwischen VCPI- und Spannungskurve kennzeichnet. Im Vergleich zu Abbildung 4.3 (b) ist im vorliegenden Szenario eine höhere aufnehmbare Scheinleistung zu beobachten, die mit weiter ansteigenden VCPI-Kennlinien einhergeht. Dies ist auf die lokale Bereitstellung von Blindleistung zurückzuführen, wodurch die lokale Blindleistungsbilanz sowie das damit verbundene Spannungsprofil verbessert werden (vgl. Abschnitt 2.2.5). Die Knickstellen in den VCPI-Kennlinien resultieren aus einer Änderung der Leistungsflussrichtung in den betrachteten Leitungen, welche sich auf die in der Formulierung der VSIs definierte Zuordnung von Sendeknoten auswirkt.

In den meisten wissenschaftlichen Arbeiten zur Stabilitätsanalyse elektrischer Energiesys-

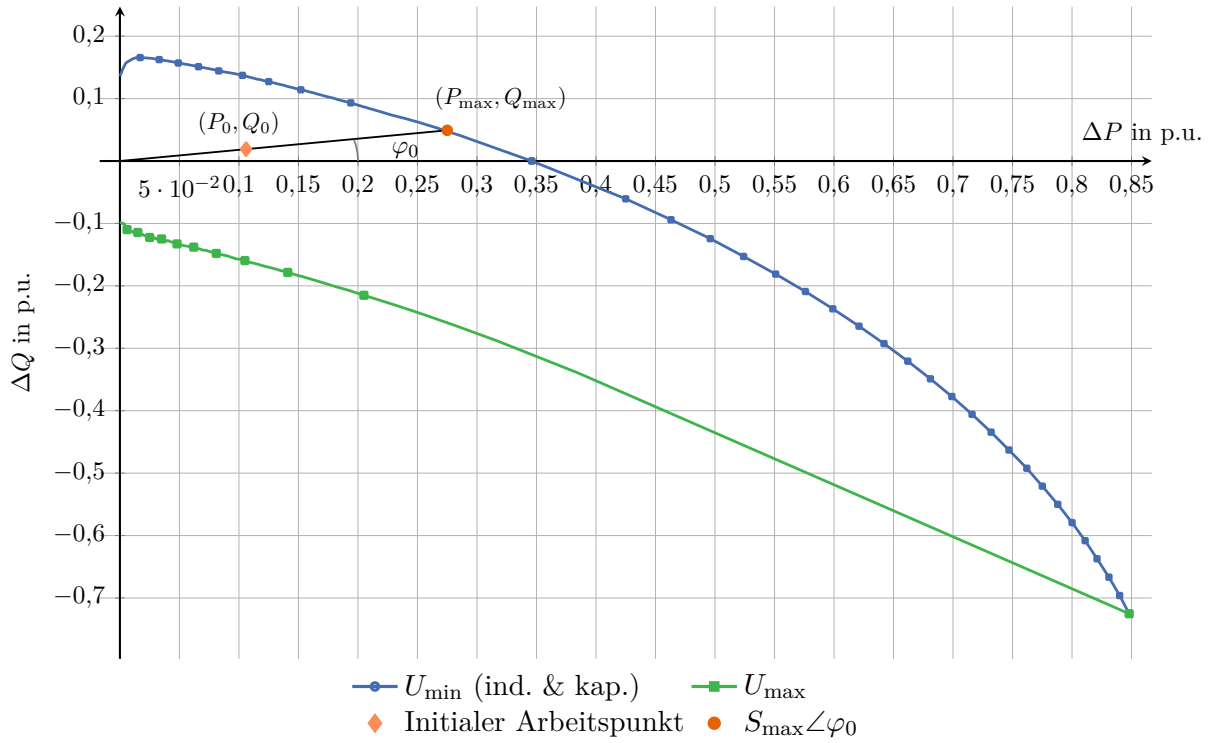


Abbildung 4.5: Gültigkeitsbereich der Belastungssituationen für Knoten 30 unter Einbeziehung der Spannungsgrenze

teme liegt der Fokus auf Änderungen der Blind- oder der Wirkleistung. Dabei werden jedoch nicht sämtliche Netzsituationen berücksichtigt. Unter realen Betriebsbedingungen treten jedoch gleichzeitige Änderungen der Wirk- und Blindleistung auf, begleitet von kontinuierlichen Schwankungen des Leistungsfaktors. Zur Darstellung möglicher Lastsituationen unter Berücksichtigung der betrieblichen Spannungsgrenze wird die Ortskurve der Wirk- und Blindleistung konstruiert. Eine Änderung der Blindleistung verändert die maximal übertragbare Wirkleistung und umgekehrt, wodurch ein direkter Zusammenhang zwischen beiden Größen besteht. Die in Abbildung 4.5 dargestellte Ortskurve umfasst lediglich den ersten und vierten Quadranten, welche den Lastbetrieb mit $P > 0$ für den Knoten 30 repräsentieren. Die in Abbildung 4.5 gezeigten Grenzkurven markieren den zulässigen Betriebsbereich, in dem sowohl das obere als auch das untere zulässige Spannungsband eingehalten wird. Im ersten Quadranten kann eine Änderung der Scheinleistung, unabhängig vom Leistungsfaktor, in der Regel zu einer Unterschreitung der unteren Spannungsgrenze führen, da die induktive Blindleistungsaufnahme spannungssenkend wirkt (vgl. Abschnitt 4.1.2). Im vierten Quadranten ist zunächst ein ähnliches Verhalten zu beobachten. Änderungen der Scheinleistung bei sinkendem kapazitivem Leistungsfaktor können ebenfalls zu einer Unterschreitung der unteren Spannungsgrenze führen. Ab einem bestimmten Leistungsfaktor kann jedoch ein weiteres Absinken des kapazitiven Leistungsfaktors nur die Verletzung der oberen Spannungsgrenze bewirken. Dies ist auf die spannungshebende Wirkung der kapazitiven Blindleistungsaufnahme zurückzuführen

(vgl. Abschnitt 4.1.2). Im Diagramm sind der Leistungsfaktor und der zugehörige Phasenwinkel φ des Knotens 30 im Ausgangszustand dargestellt. Die Verbindungslinie verläuft vom Koordinatenursprung über den Ausgangsbetriebspunkt bis zur maximalen Belastung unter Einhaltung des erlaubten Spannungsbandes und verdeutlicht gesamte Belastungssituationen bei diesem konstanten Ausgangsleistungsfaktor.

Darüber hinaus stellt der in diesem Diagramm durch das obere und untere zulässige Spannungsband abgegrenzte Betriebsbereich des Knotens 30 den zulässigen Lösungsraum dar, der durch die stationären Spannungsgrenzen als Nebenbedingungen der Optimierung definiert ist. Zusammen mit zusätzlichen, aus weiteren Betriebsgrößen resultierenden Nebenbedingungen ergibt sich hieraus der vollständige zulässige Lösungsraum der in Abschnitt 4.2.3 aufgesetzten Optimierung, in der der Betriebspunkt des Knotens 30 unter Einhaltung der Nebenbedingungen bestimmt wird.

4.2 Anwendung der erweiterten Optimierungsprobleme in AMYGO

4.2.1 Basisfall

Im Anschluss an das in Abschnitt 4.1.2 durchgeführte Szenario erfolgt zunächst eine Validierung der Ergebnisse unter Verwendung des in Abschnitt 4.1 vorgestellten IEEE-30-Knoten-Testnetzes im Optimierungswerkzeug. In diesem Zusammenhang werden die Funktionalität und die Eigenschaften der Leistungsflussberechnung als standardmäßiger Bestandteil des Optimierungswerkzeugs der in pandapower durchgeführten Leistungsflussberechnung gegenübergestellt. Durch diese Überprüfung soll der Übergang von pandapower zu dem für die nachfolgenden Optimierungen eingesetzten Optimierungswerkzeug umgesetzt und gleichzeitig ein Basisfall definiert werden, welcher als Referenz für die Auswertungen der darauffolgend realisierten Optimierungen verwendet wird.

Hierfür wird die in Abbildung 4.4 dargestellte VCPI- und Spannungskennlinie des Knotens 30 im vorliegenden Anwendungsfall durch das Abtasten von 14 repräsentativen Arbeitspunkten diskretisiert. Jeder Arbeitspunkt ist durch einen entsprechenden Scheinleistungswert mit einem konstanten Leistungsfaktor von 0,813, bezogen auf Knoten 30, gekennzeichnet. Für diese Arbeitspunkte werden anschließend mit der in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Leistungsflussberechnung des Optimierungswerkzeugs die entsprechenden VCPI- und Spannungswerte bestimmt. Zur Berechnung der entsprechenden VSIs für die einzelnen Arbeitspunkte wird das hierfür erweiterte Skript in das Hauptskript der Leistungsflussberechnung des Optimierungswerkzeugs eingebunden. Die mit pandapower und AMYGO für jeweils 14 Stützpunkte berechneten VCPI- und Spannungswerte werden in einem gemeinsamen Diagramm visualisiert und gegenübergestellt. Aus der Abbildung 4.6

geht hervor, dass beide Simulations- und Netzberechnungsumgebungen identische Ergebnisse sowohl für den VCPI als auch für die Spannungen liefern. Zudem wird mit dem Optimierungswerkzeug die Leistungsflussberechnung für einen Arbeitspunkt oberhalb der durch Pandapower ermittelten maximalen Scheinleistung für den Knoten 30 ausgeführt. Allerdings konvergieren die Leistungsflussberechnungen in diesem Bereich nicht, was die durch pandapower bestimmte maximale Scheinleistung für den Knoten 30 bestätigt. Die in Abbildung 4.6 dargestellten einzelnen Punkte in Form von Dreiecken werden im Rahmen des Abschnitts 4.2.2 ermittelt.

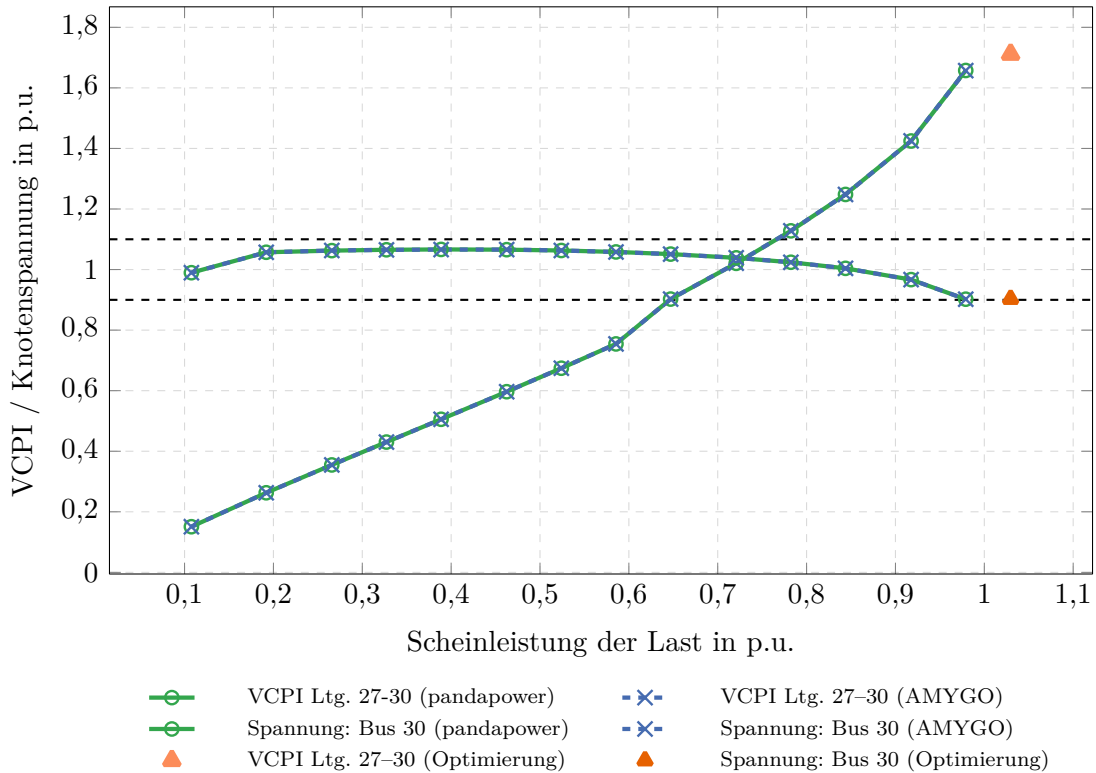


Abbildung 4.6: VCPI- und Spannungsverlauf bei Erhöhung der Scheinleistung (kapazitiv) am Knoten 30 mit einem Leistungsfaktor von 0,813

4.2.2 Optimierte Verbraucherleistung

Zunächst soll der in Abschnitt 4.2.1 ermittelte Arbeitspunkt mit maximaler aufgenommener Scheinleistung bei vorgegebenem Leistungsfaktor am Knoten 30 nicht mehr durch sukzessive Lasterhöhung eingestellt werden, sondern die Bestimmung erfolgt nach der in Abschnitt 3.3.1 entwickelten Methodik als Optimierungsproblem. Im Optimierungswerkzeug werden die Lasten grundsätzlich als abhängige Variablen definiert, denen feste Wirk- und Blindleistungswerte bezüglich des Initialzustands zugewiesen sind. In diesem Fall werden diese Variablen jedoch über zusätzlich eingeführte Freiheitsgrade angepasst, wodurch die flexible Verbraucher entstehen bzw. der Optimierung mehr Flexibilität gewährt

wird, um unter Einhaltung der Nebenbedingungen eine optimale Lösung für die zu maximierende Zielfunktion zu ermitteln. Bei der Definition der Entscheidungsvariablen in den Skripten zur Lastmodellierung ist sicherzustellen, dass $\Delta P_{l,k} > 0$ und $\Delta Q_{l,k} < 0$ gelten. Dies folgt aus dem verwendeten Verbraucher-Zählpeilsystem, nach dem eine positive Wirkleistung einer Leistungsaufnahme entspricht und eine negative Blindleistung kapazitive Blindleistungsaufnahme beschreibt. Dadurch ergibt sich ein Optimierungsszenario mit erhöhter Scheinleistung infolge kapazitiver Blindleistungsaufnahme der Verbraucher. Die Optimierung erfolgt hierbei für den Knoten 30. Daher ist die in Gleichung 3.6 allgemein als Summe über alle Lasten formulierte Zielfunktion ausschließlich auf die Last am Knoten 30 anzuwenden. Eine entsprechend angepasste Formulierung des Optimierungsproblems ist in Gleichung 4.1 unter Berücksichtigung der Leistungserhöhung am Knoten 30 dargestellt.

$$\begin{aligned}
 & \max_{u, \delta, p_{\text{Gen}}, q_{\text{Gen}}, \Delta P, \Delta Q} \quad f_{\text{MaxLod}} = \Delta P_{30} \\
 & \text{s. t.} \quad p_{K,k} + p_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\
 & \quad \quad q_{K,k} + q_{N,k} = 0, \quad \forall k \in K_{\text{PQ}} \\
 & \quad \quad U_{k,\min} \leq U_k \leq U_{k,\max}, \quad \forall k \in K \\
 & \quad \quad P_{\text{Gen},k}^{\min} \leq P_{\text{Gen},k} \leq P_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & \quad \quad Q_{\text{Gen},k}^{\min} \leq Q_{\text{Gen},k} \leq Q_{\text{Gen},k}^{\max}, \quad \forall k \in K_{\text{Gen}} \\
 & \quad \quad p_lod_pf_{30} \leq \cos(\varphi_{30}) \leq 1
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Im Hauptskript werden die Entscheidungsvariablen $\Delta P_{l,k}$ und $\Delta Q_{l,k}$ für alle Knoten außer Knoten 30 mittels des *fix*-Befehls auf ihren Anfangswert gesetzt und stehen damit nicht mehr als Freiheitsgrade in der Optimierung zur Verfügung. Um identische Rahmenbedingungen wie im vorangegangenen Abschnitt herzustellen, wird in diesem Fall ebenfalls die Untergrenze des als Nebenbedingung formulierten Leistungsfaktors entsprechend angepasst. Andernfalls kann der Optimierer durch die Beeinflussung der Entscheidungsvariablen $\Delta P_{l,k}$ und $\Delta Q_{l,k}$ möglicherweise ein anderes, für die Optimierung günstigeres Verhältnis von aufgenommener Wirkleistung zu Blindleistung am Knoten 30 bestimmen, wodurch jedoch keine einheitlichen Rahmenbedingungen für den Vergleich gewährleistet sind.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde in zwei Modellierungsumgebungen mittels Leistungsflussberechnung die Stabilitätsgrenze (maximal übertragbare Leistung) ermittelt, indem die Knotenleistung eines PQ-Knotens ausgehend von einem stabilen Anfangszustand schrittweise mit einem konstanten Lastfaktor erhöht wurde. Bei jeder Iteration wird für die

gegebene Netzsituation eine Lösung ohne Einflussnahme auf verfügbare Stellgrößen bestimmt, das heißt entlang eines starren Belastungspfads. Im Gegensatz dazu bestimmt das in diesem Abschnitt behandelte Optimierungsproblem die maximale Knotenleistung nicht entlang eines vorgegebenen Pfads, sondern über ein iteratives Lösungsverfahren unter Einbezug der verfügbaren Entscheidungs- und Stellgrößen, wodurch ein Betriebspunkt mit einer gegenüber der Leistungsflussberechnung höheren maximalen Leistung gefunden werden kann [Capitanescu et al. 2005b]. Die Auswertung der in Tabelle 4.1 dargestellten Ergebnisse zeigt, dass sich sowohl die Netzverluste als auch die erzeugte Leistung infolge der Optimierung verbessert haben. Dabei ist zu beachten, dass das Optimierungsziel keine explizite Minimierung der Verluste umfasst, sondern ausschließlich auf die Erhöhung der am PQ-Knoten aufgenommenen Leistung ausgerichtet ist (vgl. Gleichung 4.1). In diesem Optimierungsproblem werden die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen der Generatoren gezielt als Freiheitsgrade genutzt, während in der Leistungsflussberechnung der Bilanzknoten die Leistungsbilanz ausgleicht. Durch diese gezielte Beeinflussung der Einspeisungen und die dadurch optimierten Blindleistungsflüsse kann der Spannungshaushalt im Netz verbessert werden. Das ermöglicht höhere Wirkleistungsflüsse und erhöht somit die maximal aufnehmbare Scheinleistung am Knoten 30.

Abbildung 4.6 zeigt den durch die Optimierung eingestellten Arbeitspunkt mit zugehöriger Spannung und zugehörigem VCPI in Form eines Dreiecks, bei dem die Scheinleistung der Last am Knoten 30 ihren maximalen Wert erreicht. Dieser optimierte Arbeitspunkt liegt jedoch über dem Arbeitspunkt, der durch die Lastflussberechnung als maximal aufnehmbare Scheinleistung am Knoten 30 ermittelt wurde.

Tabelle 4.1: Leistungsfluss- und Optimierungsergebnisse der jeweiligen Arbeitspunkte mit maximaler Scheinleistungsaufnahme am Knoten 30

Studienfall	Last am Knoten 30				Erzeugte Leistung		Netzverluste	
	P	Q	S	$\cos(\varphi)$	$\sum P_{\text{Gen}}$	$\sum Q_{\text{Gen}}$	P	Q
	in p.u.	in p.u.	in p.u.		in p.u.	in p.u.	in p.u.	in p.u.
PF	0,7960	-0,5701	0,9791	0,813	4,1403	2,5150	0,6163	2,0880
OPF	0,8371	-0,5995	1,0296	0,813	3,9305	2,1626	0,3654	1,2797

4.2.3 Mehrzieloptimierung unter Einbeziehung der Spannungsstabilität

Aufbauend auf den für Knoten 30 durchgeführten vorangegangenen Simulationsszenarien wird in diesem Abschnitt die Mehrzieloptimierung insbesondere unter Berücksichtigung der statischen Spannungsstabilität nach Abschnitt 3.3.2 im Rahmen eines sogenannten

VSC-OPF-Ansatzes herangezogen. Die elektrischen Parameter des modellierten Testnetzes basieren auf den in MATPOWER bereitgestellten MPC-Daten (engl.: Matpower case file) [MATPOWER 2014]. Ziel ist es, die verschiedenen Optimierungsergebnisse hinsichtlich der Spannungsstabilität und unter Einbezug des zugehörigen Leistungsflussergebnisses miteinander zu vergleichen. Hierfür werden im Folgenden die in den Gleichungen 3.8 und 3.9 formulierten Optimierungsansätze zur Berücksichtigung der Spannungsstabilität unter Verwendung eines VSI untersucht und gegenübergestellt.

VSI als Bestandteil der Zielfunktion

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung der Einbeziehung verschiedener VSIs als Zielfunktionsbestandteil neben anderen Zielfunktionsbestandteilen wie beispielsweise den Erzeugungskosten und Zweigverlusten auf die Spannungsstabilität und das resultierende Netzverhalten unter Umsetzung der in Gleichung 3.8 eingeführten Zielfunktion im erweiterten Optimierungswerkzeug untersucht. In diesem Zusammenhang werden drei Studienfälle gegenübergestellt, welche unterschiedliche Optimierungsziele verfolgen und durch die Aktivierung entsprechender Zielfunktionsbestandteile der in Gleichung 3.8 beschriebenen Zielfunktion realisiert werden (siehe Gleichungen 4.2 - 4.4). Anstelle einer reinen Nummerierung werden die Studienfälle durch charakteristische Bezeichnungen unterschieden, welche die jeweils verfolgten Optimierungsziele widerspiegeln. Die in dieser Gleichung eingeführten Gewichtungsfaktoren dienen als Steuervariable, welche neben der Skalierung der einzelnen Zielfunktionsbestandteile auch die Ein- und Ausschaltung dieser Bestandteile innerhalb des Optimierungsproblems ermöglichen. Tabelle 4.2 zeigt die verwendeten Werte der Gewichtungsfaktoren zur Realisierung der jeweiligen Optimierungsziele.

- Studienfall Verlust- und Kostenoptimierung: Mehrzieloptimierung der Zweigverluste und Erzeugungskosten

$$\min_x f(x) = + a_{\text{Verl}} f_{\text{Verl}}(x) + a_{\text{Kost}} f_{\text{Kost}}(x) - a_{\text{MaxLod}} f_{\text{MaxLod}}(x) \quad (4.2)$$

- Studienfall VSC-OPF: VSC-OPF unter Berücksichtigung eines VSI als Zielfunktionsbestandteil

$$\min_x f(x) = + a_{\text{VSI}} f_{\text{VSI}}(x) - a_{\text{MaxLod}} f_{\text{MaxLod}}(x) \quad (4.3)$$

- Studienfall Kombiniertes Ansatz: Mehrzieloptimierung der VSI, Erzeugungskosten und Zweigverluste

$$\min_x f(x) = + a_{\text{VSI}} f_{\text{VSI}}(x) + a_{\text{Verl}} f_{\text{Verl}}(x) + a_{\text{Kost}} f_{\text{Kost}}(x) - a_{\text{MaxLod}} f_{\text{MaxLod}}(x) \quad (4.4)$$

Tabelle 4.2: Festlegung der Steuerungsparameter zur Aktivierung der jeweiligen Optimierungsziele

Studienfall	a_{VSI}	a_{Kost}	a_{Verl}	a_{MaxLod}
Verlust- und Kostenoptimierung	0	a_{Kost}	a_{Verl}	a_{MaxLod}
VSC-OPF	a_{VSI}	0	0	a_{MaxLod}
Kombinierter Ansatz	a_{VSI}	a_{Kost}	a_{Verl}	a_{MaxLod}

Analog zu den vorangegangenen Abschnitten ergibt sich auch in den vorliegenden Studienfällen ein Netzzustand, der durch eine starke Belastung und eine entsprechend verringerte Stabilitätsreserve charakterisiert ist, wobei die Spannungen innerhalb der betrieblich zulässigen Spannungsgrenzen bleiben. Im Unterschied zu den bisherigen Untersuchungen wird die Verschiebung der Arbeitspunkte jedoch nicht mehr durch die sukzessive Erhöhung der Last (vgl. Abschnitt 4.1) erzielt, sondern über die in Abschnitt 3.3.1 eingeführte Zielgröße, welche die Einstellung unterschiedlicher Arbeitspunkte in Abhängigkeit von den Gewichtungsfaktoren innerhalb des Optimierungsproblems ermöglicht. Hierbei wird eine Option geschaffen, welche die Änderung der einzelnen Lasten bei festgelegtem Leistungsfaktor von der Basis- bis zur Maximallast steuert.

Unter diesem Netzzustand besteht das Ziel darin, die Spannungsstabilität durch die Optimierung der VSIs des betrachteten Netzes innerhalb des zulässigen Spannungsbandes positiv zu beeinflussen. Durch den Vergleich der Studienfälle mit dem Basisfall sollen die Unterschiede, die sich aus der Berücksichtigung des als VSI definierten Spannungsstabilitätskriteriums ergeben, deutlich werden. Diese Unterschiede werden anhand der aus den Leistungsflussergebnissen der einzelnen Studienfälle berechneten VSI- und Spannungskennlinien abgebildet. Anschließend werden die Auswirkungen der Studienfälle, die auf unterschiedlichen Optimierungsproblemen basieren, auf die Leistungsflüsse und zugehörigen Netzgrößen mit besonderem Fokus auf den VSI untersucht.

Die VSI- und Spannungskennlinien entstehen, wie in den vorangegangenen Simulationen, durch die Abbildung der verschiedenen Arbeitspunkte, die sich aus der Variation einzelner oder mehrerer Lasten von der Basislast bis zur maximal möglichen Last im Hinblick auf die Spannungsstabilität ergeben. Die Einstellung dieser Arbeitspunkte erfolgt in den vorliegenden Optimierungsproblemen durch die Variation der Gewichtungsfaktoren der einzelnen Zielgrößen in den jeweiligen Studienfällen. Das heißt, mit den entsprechenden Gewichtungsfaktoren wird die Gewichtung des laständernden Zielfunktionsbestandteils $f_{\text{MaxLod}}(x)$ innerhalb der Gesamtzielfunktion variiert, wodurch seine relative Bedeutung gegenüber den übrigen Zielfunktionskomponenten verändert wird. Zur Erreichung einer angemessenen Skalierung der Zielfunktionsbestandteile ist eine Abwägung der einzelnen Zielfunktionswerte erforderlich. Da die Zielfunktionswerte häufig stark unterschiedliche Größenordnungen aufweisen, beispielsweise Erzeugungskosten von rund 12000 \$/h gegen-

über Verlusten von 80 MW, wird zur Vermeidung von Fehlgewichtungen eine Normierung der Zielfunktionen vorgenommen. Als Referenzwerte für die Normierung werden die Leistungsflusssergebnisse des Basisfalls für den maximalen Arbeitspunkt festgelegt, welche Tabelle 4.1 zu entnehmen sind.

In der Verlust- und Kostenoptimierung ist eine zunehmend stärkere Wirkung von $f_{\text{MaxLod}}(x)$ im Sinne einer Lasterhöhung sowie eine gleichzeitig abnehmende Wirkung von $f_{\text{Kost}}(x)$ und $f_{\text{Verl}}(x)$ vorgesehen. Diese entgegengesetzte Änderung der beiden Einflussgrößen wird auf einfache Weise durch eine einzige Steuervariable $0 \leq v_a1_weight < 1$ gemäß Gleichung 4.5 realisiert.

$$\begin{aligned} \min_x f(x) = & + (1 - v_a1_weight) \left(\frac{f_{\text{Verl}}(x)}{f_{\text{Verl,ref}}} + \frac{f_{\text{Kost}}(x)}{f_{\text{Kost,ref}}} \right) \\ & - (v_a1_weight) \left(\frac{f_{\text{MaxLod}}(x)}{f_{\text{MaxLod,ref}}} \right) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Die normierte Zielfunktion des VSC-OPF ist in Gleichung 4.6 dargestellt. Eine Erhöhung der Variable v_a2_weight führt zu einer stärkeren Gewichtung der zu maximierenden Teilfunktion $f_{\text{MaxLod}}(x)$, während die Gewichtung der zu minimierenden Teilfunktion $f_{\text{VSI}}(x)$ entsprechend abnimmt. Dieses Verhalten spiegelt die angestrebte Schwerpunktsetzung innerhalb der Optimierung wider.

$$\min_x f(x) = + (1 - v_a2_weight) \left(\frac{f_{\text{VSI}}(x)}{f_{\text{VSI,ref}}} \right) - (v_a2_weight) \left(\frac{f_{\text{MaxLod}}(x)}{f_{\text{MaxLod,ref}}} \right) \quad (4.6)$$

Der kombinierte Optimierungsansatz vereint grundsätzlich die Prinzipien der beiden zuvor betrachteten Fälle zu einem integrierten Optimierungsansatz, in dem mehrere Zielfunktionsbestandteile gleichzeitig wirksam sind und das Optimierungsergebnis beeinflussen. Zur gezielten Variation des relativen Beitrags von $f_{\text{VSI}}(x)$ gegenüber $f_{\text{Kost}}(x) + f_{\text{Verl}}(x)$ im gesamten Optimierungsproblem wird die zusätzliche gewichtende Steuervariable v_a3_adj eingeführt. Aus Gleichung 4.7 geht die entgegengesetzte Wirkung der eingeführten Parameter auf die jeweiligen Teilfunktionen hervor. Während v_a3_weight primär zur Erhöhung der Last eingesetzt wird, ermöglicht v_a3_adj eine gezielte Feinjustierung des relativen Beitrags der einzelnen Zielfunktionskomponenten. Auf diese Weise kann die Gewichtung zwischen der Kosten- und Verlustminimierung einerseits und der Minimierung des VSI zur Erhöhung der Spannungsstabilität andererseits gezielt angepasst werden.

$$\begin{aligned}
 \min_x f(x) = & + \left(\frac{1 - v_a3_weight}{2} \pm v_a3_adj \right) \left(\frac{f_{VSI}(x)}{f_{VSI,ref}} \right) \\
 & + \left(\frac{1 - v_a3_weight}{2} \mp v_a3_adj \right) \left(\frac{f_{Verl}(x)}{f_{Verl,ref}} + \frac{f_{Kost}(x)}{f_{Kost,ref}} \right) \quad (4.7) \\
 & - (v_a3_weight) \left(\frac{f_{MaxLod}(x)}{f_{MaxLod,ref}} \right)
 \end{aligned}$$

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse vorgestellt, die aus der exemplarischen Umsetzung der in Gleichungen 4.5 – 4.7 eingeführten Zielfunktionen im modularen Optimierungswerkzeug resultieren. Diese Zielfunktionen stellen normierte und fallbezogen modifizierte Varianten des in Gleichung 3.8 formulierten Gesamtoptimierungsproblems dar. Auf dieser Basis werden die drei betrachteten Studienfälle definiert. Zur Herstellung einer einheitlichen Vergleichsbasis mit dem Basisfall werden die Simulationen für den Knoten 30 sowie die damit verbundene Leitung 27–30 des in Abschnitt 4.1 eingeführten IEEE 30 Bus Testsystems durchgeführt. Die Spannungsverläufe des Knotens 30 sowie die VSI-Kennlinien der Leitung 27–30 unter Anwendung der drei Studienfälle sind in Abbildung 4.7 dargestellt. Die in Abbildung 4.7 gezeigten Arbeitspunkte der beiden Studienfälle Verlust- und Kostenoptimierung sowie VSC-OPF ergeben sich aus der schrittweisen Erhöhung der jeweiligen Gewichte v_a1_weight und v_a2_weight in gleich großen Schritten. Zur Darstellung der vollständigen Kennlinien über den Belastungsbereich von der Ausgangslast bis zur maximal möglichen Last im Hinblick auf die Spannungsstabilität nehmen die Gewichtungsfaktoren Werte im Bereich von 0 bis 1 an. Die schrittweise Erhöhung der Gewichtungsfaktoren in beiden Studienfällen zeigt unterschiedliche Sensitivitäten hinsichtlich der Verschiebung der jeweiligen Arbeitspunkte. Ab etwa $v_a1_weight = 0,3$ und $v_a2_weight = 0,4$ beginnen sich diese vom Ausgangszustand zu verändern. Dabei führen gleich große Schrittweiten der jeweiligen Gewichtungsfaktoren nicht zwingend zu linearen Verschiebungen der Arbeitspunkte. Mit zunehmender Annäherung an den Spannungskollaps nimmt die Sensitivität weiter ab.

Zur besseren Übersicht und zur Vermeidung einer Überfrachtung der Abbildungen werden der Spannungsverlauf und die VSI-Kennlinie des kombinierten Optimierungsansatzes nicht vollständig dargestellt. Diese befinden sich jedoch im Bereich zwischen den jeweiligen Verläufen der beiden ersten Studienfälle. Abhängig davon, wie stark $f_{VSI}(x)$ gegenüber $f_{Kost}(x) + f_{Verl}(x)$ gewichtet wird, verschieben sich die VSI- und Spannungs-kennlinien des kombinierten Optimierungsansatzes in Richtung der jeweiligen Kennlinien der entsprechenden Einzelfälle. Zur Demonstration der Funktionsweise der in Gleichung 4.7 formulierten Zielfunktion, welche zur Untersuchung der dritten Fallstudie dient, sind in Abbildung 4.7 ausgewählte Arbeitspunkte mit den jeweils zugehörigen VCPI- und Spannungswerten dargestellt. Hierzu wird zunächst durch Setzen des Gewichtungsfaktors zur

Laststeigerung $v_{a3_weight} = 0,4$ ein Arbeitspunkt bestimmt, wobei $v_{a3_adj} = 0$ bleibt. Anschließend wird bei konstantem $v_{a3_weight} = 0,4$ der Parameter v_{a3_adj} variiert, um eine Verschiebung des Arbeitspunkts durch eine Veränderung der Gewichtung von $f_{Kost}(x) + f_{Verl}(x)$ gegenüber $f_{VSI}(x)$ zu erreichen. Somit kann der Arbeitspunkt wahlweise nach Spannungsstabilität, nach Kosten- und Verlustminimierung oder in einem Zwischenbereich beider Zielgrößen eingestellt werden.

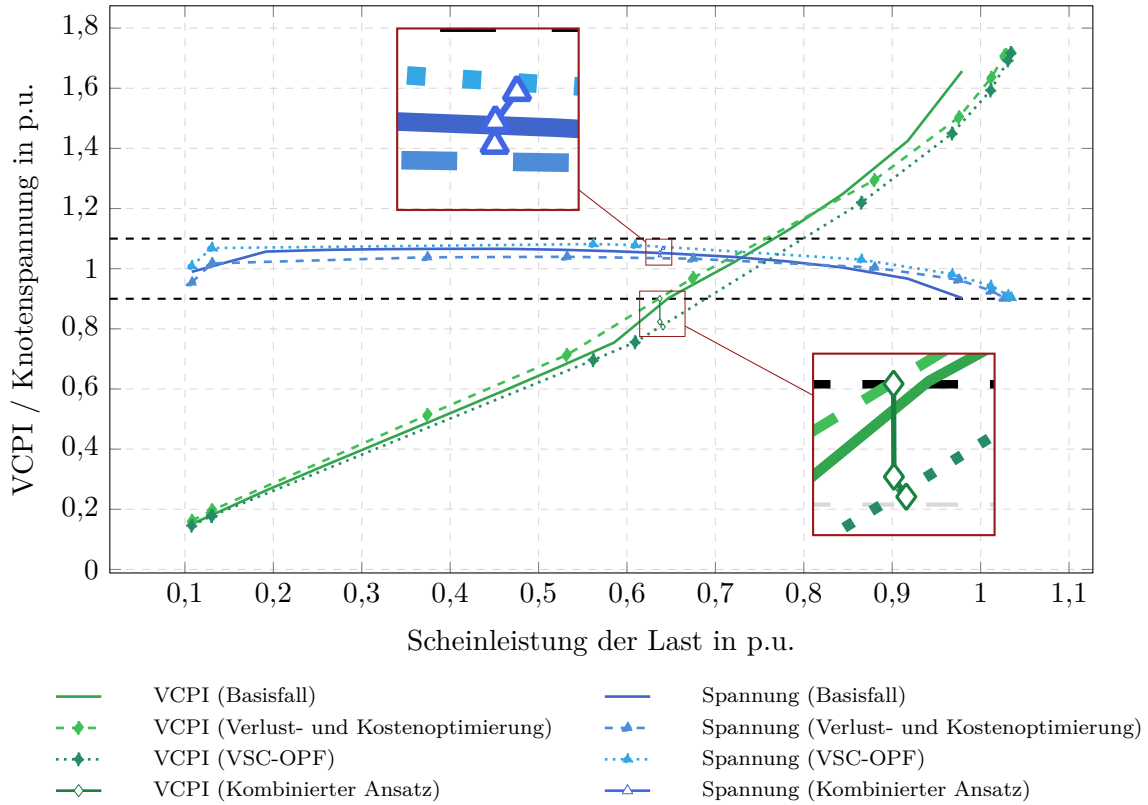


Abbildung 4.7: VCPI-Kennlinien der Leitung 27–30 und Spannungsverläufe am Knoten 30 für Optimierungsprobleme mit VCPI als Zielfunktionsbestandteil

Die Spannungsverläufe in Abbildung 4.7 stellen die obere Hälfte der PV-Kurven dar. Beide Optimierungsfälle weisen gegenüber dem Basisfall eine um 0,0551 p.u. größere maximal übertragbare Leistung am Knoten 30 des Testnetzes auf, die den Kippunkt (Bifurkationspunkt) zwischen stabiler und instabiler Systemregion kennzeichnet. Gleichmaßen drückt sich die erhöhte Stabilitätsmarge auch in den VCPI-Kennlinien aus. Der höhere VCPI-Wert der Optimierungsfälle am maximalen Arbeitspunkt im Vergleich zum Basisfall ist darauf zurückzuführen, dass der VCPI gemäß seiner Definition in Gleichung 2.22 in einem proportionalen Zusammenhang mit den Leistungsflüssen am betrachteten Knoten steht. Mit zunehmender Last steigt dementsprechend auch der VCPI-Wert.

Die in Abschnitt 4.1 durchgeführte Analyse zeigt, dass sich der Abstand des aktuellen Arbeitspunkts zum Spannungskollapsunkt bzw. zum maximalen Arbeitspunkt anhand der VSI-Kennlinie bestimmen lässt, unabhängig davon, ob diese aus einer Leistungsflussbe-

rechnung oder einer Optimierung resultiert. Ein niedrigerer VSI-Wert steht dabei für eine größere Stabilitätsmarge. Im Studienfall VSC-OPF verläuft die VCPI-Kennlinie infolge der als Optimierungsziel gewählten Minimierung des VCPI-Werts tiefer als im Basisfall und in der Verlust- und Kostenoptimierung. Dies weist auf einen größeren Abstand zum Spannungskollapsunkt und somit auf eine erhöhte Stabilitätsmarge hin. Über den gesamten Belastungsbereich hinweg lässt sich die Annäherung der Arbeitspunkte an den Spannungskollaps zudem eindeutig an den zunehmenden Werten des VSI erkennen, so dass dieser nicht nur im Optimierungsprozess wirkt, sondern zugleich als Indikator zur Identifikation kritisch werdender Betriebspunktrichtungen dient.

Durch die Verbesserung der Spannungsstabilität ergeben sich gleichzeitig weitere Vorteile für den Netzbetrieb. Die in Tabelle 4.3 dargestellten Ergebnisse stellen die Auswirkungen der Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung von Aspekten der Spannungsstabilität auf verschiedene Leistungsflussgrößen der jeweiligen Studienfälle dar. Hierbei wurde für die auf den Knoten 30 bezogene Scheinleistung von $S = 0,9791$ p.u. und einen kapazitiven Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,813$ (entsprechend dem maximalen Arbeitspunkt des Basisfalls) vier verschiedene Arbeitspunkte für die jeweiligen Studienfälle mit den zugehörigen Leistungsflussergebnissen ermittelt, bei denen sich das betrachtete Testnetz in der Nähe seiner Spannungsstabilitätsgrenze befindet. Im Basisfall erfolgt die Bestimmung der Zweigströme und Knotenspannungen für einen gegebenen Betriebszustand mittels einer Leistungsflussberechnung, bei der keine Optimierungsentscheidungen wie beispielsweise die Anpassung der Kraftwerkeinspeisungen zur Optimierung der Leistungsflüsse und zur damit verbundenen Verlustminimierung getroffen werden. Somit ergibt sich der Systemzustand ausschließlich aus der Lösung der Netzgleichungen. Die erhöhte Wirk- und Blindleistungseinspeisung infolge der Lasterhöhung am Knoten 30, die in diesem Fall ausschließlich durch den weit entfernten Slack-Generator und nicht durch eine verlustoptimierte Leistungsanpassung erfolgt, führt im Vergleich zu den anderen Studienfällen zu einer deutlich stärkeren Zunahme der Verluste. Darüber hinaus ist der hohe VCPI-Wert im Basisfall auf den geringen Spannungswert zurückzuführen, der sich in der Nähe der unteren Spannungsgrenze befindet (vgl. Gleichung 2.22).

Der Studienfall VSC-OPF zeichnet sich durch den geringsten VCPI-Wert von 1,4820 für die Leitung 27–30 und den daraus für den Knoten 30 resultierenden höchsten Spannungswert von 0,9739 p.u. aus, was auf den größten Abstand zum Spannungskollapsunkt hindeutet (vgl. Tabelle 4.3). Hierbei trifft der Optimierer mithilfe der im Optimierungsproblem vorhandenen Flexibilitäten Entscheidungen zur Anpassung der Leistungsflüsse, die eine Erhöhung der Knotenspannungen und damit eine Verringerung der Ströme im Netz nach sich ziehen. Geringere Stromstärken sind wiederum mit niedrigeren Leitungsverlusten verbunden. Wie in Tabelle 4.3 ersichtlich, fallen die Zweigverluste im VSC-OPF sogar kleiner aus als in der Verlust- und Kostenoptimierung, in dem die Erzeugungskosten und

Tabelle 4.3: Optimierungs- und Leistungsflussergebnisse der Studienfälle für einen Arbeitspunkt mit: $P_{30} = 0,7960$ p.u., $Q_{30} = -0,5701$ p.u., $S_{30} = 0,9791$ p.u. und $\cos(\varphi)_{30} = 0,813$

Studienfall	VCPI Ltg. 27-30	Erzeugungskosten in \$/h	Verluste in p.u.	$\sum P_{\text{Gen}}$ in p.u.	$\sum Q_{\text{Gen}}$ in p.u.	U_{30} in p.u.
Basisfall	1,6570	14057,30	0,6163	4,1403	2,5150	0,9021
Verlust- und Kostoptimierung	1,5150	13386,99	0,3072	3,8311	1,6301	0,9600
VSC-OPF	1,4820	15953,86	0,2940	3,8180	1,5976	0,9739
Kombinierter Ansatz	1,5014	13512,01	0,3034	3,8274	1,6182	0,9657

Zweigverluste explizit minimiert werden. Aufgrund der geringeren Verluste reduziert sich bei gleichbleibender Netzlast wiederum die erforderliche Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Generatoren. Zudem fallen die Erzeugungskosten im VSC-OPF höher aus, da diese Kosten nicht in die Optimierung einbezogen werden.

Durch die gleichzeitige Berücksichtigung der Erzeugungskosten und Verluste in der Verlust- und Kostoptimierung ist in Tabelle 4.3 zu erkennen, dass die Erzeugungskosten in diesem Fall am stärksten minimiert werden. Allerdings liegen die Verluste sowie die Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Generatoren etwas höher als im VSC-OPF, jedoch deutlich unter den Werten des Basisfalls. Dieses Verhalten ist auf die Mehrzieloptimierung mit den konkurrierenden Zielgrößen Erzeugungskosten und Netzverluste zurückzuführen, wobei eine deutliche Verbesserung einer Zielgröße zulasten der jeweils anderen Zielgröße einhergeht. In dem betrachteten Fall äußert sich dies in einer starken Minimierung der Erzeugungskosten im Vergleich zur Verlustminimierung. Die Spannung am Knoten 30 ist etwas geringer als im VSC-OPF, was zu einem höheren VCPI-Wert führt. Im Vergleich zum Basisfall ist die Spannung jedoch deutlich höher, was wiederum mit einem niedrigeren VCPI-Wert einhergeht.

Um einen auf eine gegebene Scheinleistung mit einem bestimmten Leistungsfaktor bezogenen Vergleich aller Studienfälle in Tabelle 4.3 zu ermöglichen, wird im kombinierten Ansatz die in Gleichung 4.7 enthaltene Zielgröße $f_{\text{MaxLod}}(x)$ zur Laststeigerung deaktiviert. Die aus Gleichung 4.7 abgeleitete Formulierung des auf eine feste Scheinleistung der Last bezogenen kombinierten Optimierungsansatzes ist in Gleichung 4.8 dargestellt. In diesem Optimierungsproblem liegt der Fokus somit auf der Gewichtung bzw. dem Einfluss von $f_{\text{VSI}}(x)$ gegenüber $f_{\text{Kost}}(x) + f_{\text{Verl}}(x)$. Im Rahmen der Optimierung wird der Last am Knoten 30 die vorgegebene Scheinleistung mit entsprechendem Leistungsfaktor zugewiesen. Auf diese Weise kann analysiert werden, wie sich das Verhältnis zwischen technischen

und ökonomischen Zielgrößen auf die Spannungsstabilität und die daraus resultierenden Betriebskosten auswirkt.

$$\begin{aligned} \min_x f(x) = & + (v_a3_adj) \left(\frac{f_{\text{VSI}}(x)}{f_{\text{VSI,ref}}} \right) \\ & + (1 - v_a3_adj) \left(\frac{f_{\text{Verl}}(x)}{f_{\text{Verl,ref}}} + \frac{f_{\text{Kost}}(x)}{f_{\text{Kost,ref}}} \right) \end{aligned} \quad (4.8)$$

Die in Tabelle 4.3 dargestellten Optimierungsergebnisse für den kombinierten Optimierungsansatz wurden mit einem Gewichtungsfaktor von $v_a3_adj = 0,5$ gemäß Gleichung 4.8 bestimmt. Damit soll erreicht werden, dass beide zu minimierenden Zielgrößen einen gleichen Beitrag zur Gesamtoptimierung leisten. Das resultierende VCPI-Niveau liegt folglich unter dem der Verlust- und Kostenoptimierung, jedoch oberhalb desjenigen des VSC-OPF, was sich auch in einem entsprechenden Spannungsniveau widerspiegelt. Die Berücksichtigung der Erzeugungskosten in der Zielfunktion gemäß Gleichung 4.8 führt erwartungsgemäß zu einer Reduktion der Kosten gegenüber dem Basisfall und VSC-OPF, in denen diese Kostenkomponente nicht berücksichtigt wird. Die im kombinierten Optimierungsansatz resultierenden Erzeugungskosten sind jedoch höher als in der Verlust- und Kostenoptimierung, da die Wirkung der Kostenminimierung in diesem Ansatz durch die gleichzeitige Optimierung des VCPI und der Verluste abgeschwächt wird. Dieses Verhalten verdeutlicht den bei der Optimierung des Netzzustandes auftretenden Zielkonflikt zwischen ökonomischen Zielgrößen und sicherheits- bzw. stabilitätsrelevanten Kriterien des Systembetriebs, wie den Verlusten und dem VSI. Bezüglich der Wirkleistungsverluste zeigt der kombinierte Optimierungsansatz einen geringfügig niedrigeren Wert als die Verlust- und Kostenoptimierung sowie deutlich reduzierte Verluste im Vergleich zum Basisfall. Gegenüber dem VSC-OPF fallen die Verluste im diesem Studienfall hingegen etwas höher aus.

VSI als Nebenbedingung

Die vorliegende Fallstudie stellt eine Implementierung des in Abschnitt 3.3.2 eingeführten Ansatzes zur Berücksichtigung des VSI als Nebenbedingung dar, die exemplarisch auf eine Netzsituation mit erhöhter Last am Knoten 30 analog zum vorherigen Abschnitt 4.2.3 angewendet wird. Neben den bestehenden Flexibilitäten sowie Nebenbedingungen wie dem Spannungsband und dem Leistungsfaktor wird der sichere Abstand des aktuellen Netzzustands bei zunehmender Auslastung von der Spannungsstabilitätsgrenze durch einen festgelegten VSI-Schwellenwert $p_vsi_threshold$ als restriktiver Faktor sichergestellt. Zur Herstellung einer einheitlichen Vergleichsbasis zwischen den Studienfällen wird auch in diesem Studienfall eine Normierung der Zielgrößen gemäß Gleichung 3.9 durchgeführt.

Die zugehörige normierte Zielfunktion ist in Gleichung 4.9 dargestellt. Sie ist identisch mit der im vorherigen Abschnitt untersuchten Zielfunktion aus der Verlust- und Kostenoptimierung (vgl. Gleichung 4.5). Der Unterschied zwischen den beiden Studienfällen besteht darin, dass im vorliegenden Studienfall zusätzlich die VSI als Nebenbedingung einbezogen wird.

$$\begin{aligned} \min_x \quad f(x) = & + (1 - v_a_{NB_weight}) \left(\frac{f_{Verl}(x)}{f_{Verl,ref}} + \frac{f_{Kost}(x)}{f_{Kost,ref}} \right) \\ & - (v_a_{NB_weight}) \left(\frac{f_{MaxLod}(x)}{f_{MaxLod,ref}} \right) \end{aligned} \quad (4.9)$$

Wie im vorherigen Abschnitt 4.2.3 werden auch in diesem Studienfall Simulationen unter Verwendung des VCPI als VSI für den Knoten 30 im Testnetz durchgeführt. Der Schwellenwert des Indexes wird dabei in den Nebenbedingungen auf $p_vsi_threshold = 0,713$ gesetzt, welcher dem VCPI eines im Rahmen der Verlust- und Kostenoptimierung eingestellten Arbeitspunkts entspricht und somit vergleichbare Ergebnisse ermöglicht. Mit zunehmendem Gewichtungsfaktor $v_a_{NB_weight}$ werden Arbeitspunkte mit höherer Last und entsprechend steigendem VCPI-Wert eingestellt, die auf derselben Kennlinie liegen wie im Studienfall 1. Sobald der VCPI-Wert des Arbeitspunkts den definierten Schwellenwert überschreitet, greift die in den Nebenbedingungen festgelegte Begrenzung und verhindert ein weiteres Anwachsen des VCPI trotz weiterer Erhöhung des Gewichtungsfaktors. Allerdings wird bei weiterer Erhöhung des Gewichtungsfaktors und der damit verbundenen Laststeigerung die VCPI-Kennlinie aus der Verlust- und Kostenoptimierung nicht mehr verfolgt. Stattdessen lässt sich in Abbildung 4.8 beobachten, dass sich die Arbeitspunkte bei konstant bleibendem VCPI-Wert in Richtung der in Abschnitt 4.2.3 beschriebenen VCPI-Kennlinie des Studienfalls VSC-OPF verschieben. Ein vergleichbares Verhalten ist auch im Spannungsverlauf zu erkennen. Der beobachtete Spannungsanstieg beim Übergang zwischen den Kennlinien der Verlust- und Kostenoptimierung und der VSC-OPF ist auf die mathematische Formulierung der verwendeten VSI zurückzuführen. Durch die Zunahme des Gewichtungsfaktors $v_a_{NB_weight}$ steigt die Wirkleistungsaufnahme des Knotens 30 P_r , was eine Erhöhung des Zählers in Gleichung 2.22 bewirkt. Da sich im Nenner dieser Gleichung das Quadrat der Spannung U_s^2 befindet, ist zur Aufrechterhaltung eines konstanten VCPI-Werts eine Erhöhung der Spannung U_s , da Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ der einzelnen Lasten konstant gehalten wird.

Obwohl der VCPI in diesem Fall nicht als Zielfunktion in die Optimierung eingeht, wirkt er nach seiner Aktivierung in den Nebenbedingungen auf die erzielten Optimierungsergebnisse ein. Die im gezoomten Bereich von Abbildung 4.8 dargestellten Arbeitspunkte und ihre zugehörigen Simulationsergebnisse, die in Tabelle 4.4 zusammengefasst sind, zeigen nach

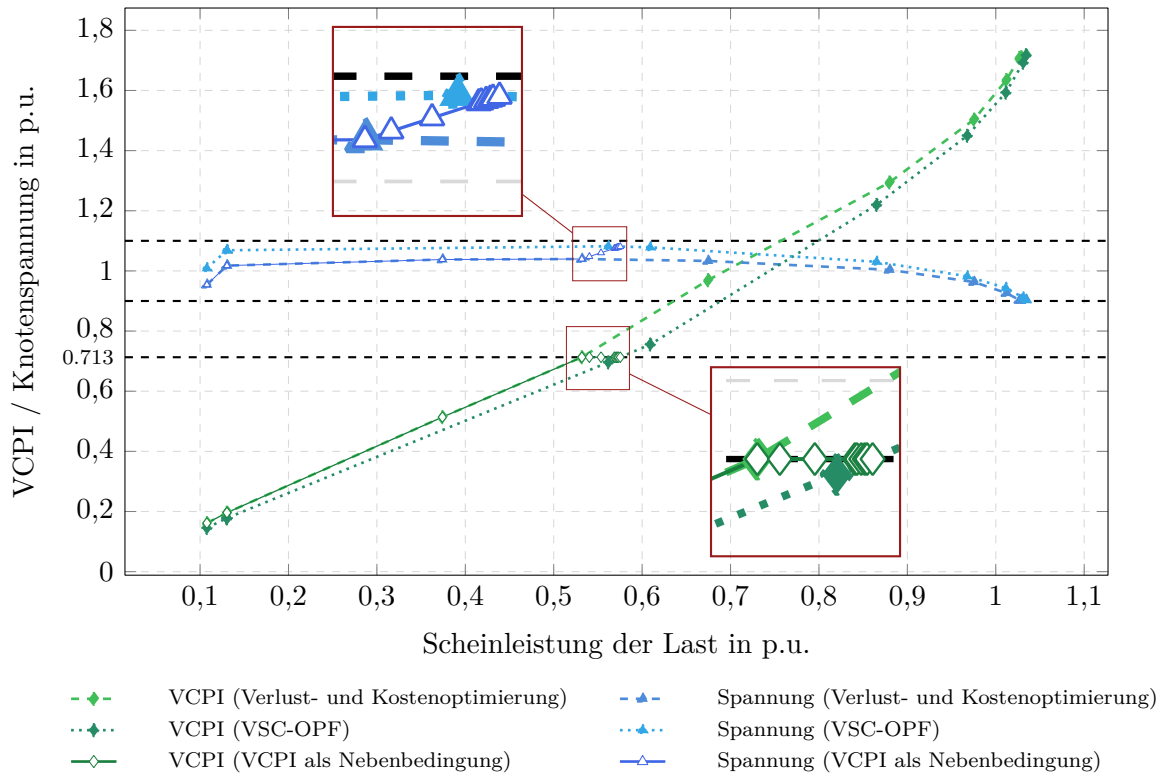


Abbildung 4.8: VCPI-Kennlinien der Leitung 27–30 und Spannungsverläufe am Knoten 30 für Optimierungsprobleme mit VCPI in Zielfunktion und Nebenbedingungen

Aktivierung des VCPI in den Nebenbedingungen ein ähnliches Verhalten wie im kombinierten Optimierungsansatz in Abschnitt 4.2.3. Der Unterschied besteht darin, dass in der vorliegenden Optimierung die Einhaltung eines konstanten VCPI-Verhältnisses über eine Nebenbedingung sichergestellt wird, während in Abschnitt 4.2.3 die Reduktion des VCPI durch dessen Verwendung als Zielfunktion angestrebt wird. Der in Tabelle 4.4 als AP 1 bezeichnete Arbeitspunkt befindet sich auf der jeweiligen VCPI- und Spannungskennlinie der Verlust- und Kostenoptimierung. Durch die Erhöhung des Gewichtungsfaktors $v_{a_{NB_weight}}$ und die damit einhergehende Zunahme der Scheinleistung der Last am Knoten 30 entstehen die weiteren in der Tabelle aufgeführten Arbeitspunkte. Zunächst ist ein Anstieg der Verluste bis zum Arbeitspunkt 4 zu beobachten. Mit weiterer Verschiebung der Arbeitspunkte in Richtung der VCPI- und Spannungskennlinie des Studienfalls 2 gehen die Verluste zurück, was auf eine verbesserte Spannungsstabilität und eine effizientere Leistungsverteilung im Netz hinweist. Die Wirk- und Blindleistungserzeugung der Generatoren folgt der gleichen Entwicklung wie die Verluste, was auf die Kopplung zwischen Erzeugungsleistung und Netzverlusten hinweist. Wie bereits begründet, ist hierbei ein kontinuierlicher Anstieg der Spannung am Knoten 30 zu erkennen. Darüber hinaus steigen die Erzeugungskosten fortlaufend. Trotz der ab Arbeitspunkt 4 sinkenden Wirkleistungseinspeisung der Generatoren steigen die Erzeugungskosten weiter an. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Optimierung mit zunehmender Annäherung der Arbeits-

punkte an den Studienfall VSC-OPF bzw. mit der Erfüllung der VCPI-Nebenbedingung die Verlustminimierung stärker gewichtet als die Kostenminimierung. Die Steuerung der Generatoren durch den Optimierer erfolgt daher so, dass die Leistungsverteilung im Netz vorrangig verlustoptimiert ist, auch wenn dies höhere Erzeugungskosten zur Folge hat.

Tabelle 4.4: Optimierungs- und Leistungsflusssergebnisse der Arbeitspunkte (hervorgehoben in Abbildung 4.8) unter Berücksichtigung des VCPI als Nebenbedingung
Für alle Arbeitspunkte gilt: $VCPI = 0,731$, $\cos(\varphi) = 0,813$

AP	P_{30} in p.u.	Q_{30} in p.u.	S_{30} in p.u.	Erzeugungs- kosten in \$/h	$\sum P_{\text{Verlust}}$ in p.u.	$\sum P_{\text{Gen}}$ in p.u.	$\sum Q_{\text{Gen}}$ in p.u.	U_{30} in p.u.
1	0,4324	-0,3097	0,5318	10935,06	0,1083	3,2686	1,2748	1,0396
2	0,4392	-0,3146	0,5403	10990,77	0,1098	3,2770	1,2771	1,0478
3	0,4500	-0,3223	0,5535	11108,69	0,1132	3,2912	1,2759	1,0603
4	0,4623	-0,3311	0,5686	11269,36	0,1206	3,3110	1,2840	1,0746
5	0,4630	-0,3316	0,5694	11308,71	0,1198	3,3108	1,2805	1,0753
6	0,4652	-0,3332	0,5723	11586,47	0,1151	3,3084	1,2634	1,0780

4.2.4 Redispatch-Einsatz unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität

Die in Abschnitt 3.3.3 eingeführte Modellierung des wirtschaftlichen Redispatch sowie die Berücksichtigung von Spannungsstabilitätsaspekten werden in diesem Anwendungsfall in das modulare Optimierungswerkzeug integriert. Die umgesetzten Maßnahmen stellen sicher, dass Überlastungen im Rahmen des realisierten Redispatch nicht nur kosteneffizient vermieden bzw. beseitigt werden, sondern dabei gleichzeitig ein ausreichendes Maß an Spannungsstabilität gewährleistet ist.

Im Rahmen dieses Anwendungsfalls wird zunächst eine Leistungsflussberechnung im bereits vorgestellten IEEE-30-Bus-Testsystem durchgeführt, die den ursprünglichen Einsatzplan (Dispatch) der Kraftwerke im Netz abbildet. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Abschnitten wird hierbei keine automatische Lastanpassung vorgenommen. Stattdessen wird eine exemplarische statische Lasterhöhung auf das Fünffache der jeweiligen Basislast an den Lastknoten 2, 3, 4, 5, 7 und 8 im 132-kV-Netzbereich vorgenommen, wobei der Ausgleich der resultierenden Leistungsbilanz über den Bilanzknoten erfolgt. Ziel dieser Vorgehensweise ist es, eine hoch ausgelastete Netzsituation nahe der Spannungsstabilitätsgrenze zu erzeugen, die neben weiteren Optimierungszielen auch eine Betrachtung der Spannungsstabilität ermöglicht. Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung zeigen eine extreme Auslastung von Leitungen und Transformatoren im 132-kV-Netzbereich sowie unzulässige Spannungsabweichungen an den Knoten 3 und 7. Zudem weisen erhöhte VSI-Werte auf eine kritische Spannungsstabilität in diesem Netzbereich hin. Die Ergebnisse der

Leistungsflussberechnung sind in den Tabellen 7.1 und 7.2 im Anhang zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass die in Tabelle 7.1 angegebene eingespeiste Blindleistung der Generatoren an den Knoten 2 und 5 vergleichsweise sehr hoch ist. Diese Werte liegen zwar innerhalb des zulässigen Betriebsbereichs der im verwendeten Testnetz hinterlegten Erzeugungsanlagen, sind jedoch für reale Erzeugungsanlagen in der Größenordnung der in diesem Testnetz modellierten Generatoren als unrealistisch hoch einzustufen. Aufgrund der Bereitstellung der benötigten Blindleistung in diesem Netzbereich werden die Spannungen selbst in dieser hohen Belastungssituation überwiegend innerhalb des zulässigen Spannungsbands (mit Ausnahme der Knoten 3 und 7 mit einer Spannung von 0,89 p.u.) gehalten. Dies ermöglicht, dass die Leistungsflussberechnung für diesen Belastungsfall konvergiert und die Leistungsflussgleichungen erfüllt werden. Dadurch kann auch die in diesem Szenario hohe Wirkleistung über die Leitungen übertragen werden, da die notwendigen Spannungsniveaus trotz hoher Leitungsauslastung aufrechterhalten werden.

Auf die beschriebene engpassbehaftete Leistungsflusssituation werden die in Abschnitt 3.3.3 eingeführten Realisierungen eines kosteneffizienten Redispatch unter Berücksichtigung der beschriebenen Flexibilitäten angewendet. Zur realitätsnahen Abbildung der Redispatch-Kosten in Anlehnung an den heutigen deutschen Strommarkt werden die am Redispatch beteiligten Generatoren realen Kraftwerkstypen zugeordnet. Auf dieser Basis werden für die einzelnen Erzeugungsanlagen Kostenparameter angesetzt, die sich an den in [Fraunhofer ISE 2024] ermittelten Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen orientieren (siehe Tabelle 4.5). Die daraus abgeleiteten Kostenkoeffizienten c_g^{up} und c_g^{down} gemäß Gleichung 3.11 werden in der vorliegenden Simulation als konstante Werte angenommen. Damit unterscheidet sich die hier verwendete Kostenmodellierung von der in Abschnitt 4.2.3 eingesetzten quadratischen Kostenfunktion mit den aus MATPOWER übernommenen Kostenparametern für das verwendete Testnetz. Die Annahme konstanter Kostenkoeffizienten erfolgt ausschließlich aus Gründen der Modellvereinfachung und dient der relativen wirtschaftlichen Gewichtung im Redispatch und stellt keine realen redispatchbedingten Kosten dar.

Tabelle 4.5: Angenommene Kostenparameter der Kraftwerke für den wirtschaftlichen Redispatch in Anlehnung an [Fraunhofer ISE 2024]

Generator-Knoten	Kraftwerktyp	Kostenparameter in €/MW
1	Wind	65
2	Braunkohle	205
5	Steinkohle	233
8	Steinkohle	233
11	Gas	145
13	Gas	145

Der im ursprünglichen Dispatch zur Deckung der geplanten Lasterhöhung eingesetzte Generator 1 wird als Erzeugungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien (Windenergie)

modelliert und als Bilanzknoten definiert, während die übrigen Generatoren als konventionelle Kraftwerke angenommen werden. Im Rahmen des Redispatch-Einsatzes wird unter Berücksichtigung der verfügbaren Flexibilitäten und Randbedingungen eine Abregelung erneuerbarer Erzeugung (Reduktion der Erzeugungsleistung) sowie eine entsprechende Erhöhung der Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Vermeidung spannungs- und strombedingter Netzengpässe vorgenommen.

Wie in den vorangegangenen Abschnitten untersucht, kann ein ausgelastetes Netz trotz der Erfüllung aller technischen Nebenbedingungen nur eine sehr geringe Spannungsstabilitätsreserve aufweisen. Bereits kleine Störungen können in diesem Fall zu Spannungsinstabilitäten innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen führen. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen der Implementierung eine Mehrzieloptimierung unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität gemäß Gleichung 3.12 im Optimierungswerkzeug realisiert, wobei die VSIs explizit als Bestandteil der Zielfunktion in das bestehende Redispatch-Optimierungsproblem integriert werden. Die Gesamtzielfunktion setzt sich aus zwei gewichteten Teilzielfunktionen zusammen. Zur Durchführung der Mehrzieloptimierung wird die Zielfunktion gemäß Gleichung 3.12 normiert, um eine vergleichbare Größenordnung der Zielfunktionsbestandteile sicherzustellen. Hierzu werden die Teilzielfunktionen separat optimiert, indem jeweils der Gewichtungsfaktor der anderen Teilzielfunktion auf null gesetzt wird. Die hierbei ermittelten optimalen Zielfunktionswerte dienen als Referenzwerte für die anschließende Normierung. Für den betrachteten Anwendungsfall wird die normierte Zielfunktion gemäß Gleichung 4.10 ohne explizite Gewichtungsfaktoren umgesetzt.

$$\min_{u, \delta, \Delta P_g^{\text{up}}, \Delta P_g^{\text{down}}, Q_{\text{Gen}, g}} \frac{f_{\text{RD, cost}}}{F_{\text{RD, VSI}}|_{a_{\text{VSI}}=0}} + \frac{f_{\text{VSI}}}{F_{\text{RD, VSI}}|_{a_{\text{RD}}=0}} \quad (4.10)$$

Abbildung 4.9 (a) zeigt die prozentualen Leitungs- und Trafoauslastungen im gesamten Testnetz, die sich aus der wirtschaftlichen Redispatch-Optimierung gemäß Gleichung 3.11 ergeben. Die Netzengpässe der ursprünglichen Leistungsflussberechnung in Form der Auslastungen (vgl. Tabelle 7.2) werden auf zulässige Grenzwerte unterhalb von 100 % reduziert. Auf die Darstellung dieser ursprünglichen Leistungsfluss-Auslastungen wird verzichtet, da sie Werte von deutlich über 100 % aufweisen und somit keinen geeigneten oder übersichtlichen Vergleich zu den gezeigten Optimierungsvarianten ermöglichen. Der wirtschaftliche Redispatch verfolgt als primäres Ziel die Minimierung der Kosten, welche durch die Anpassung der Kraftwerksleistungen ΔP entstehen. Die Nebenbedingungen u. a. die zulässigen Leitungs- und Trafoauslastungen und Spannungsbänder, werden lediglich in Form harter Grenzen berücksichtigt. Eine darüber hinausgehende Verbesserung dieser Größen wird nicht angestrebt, sodass Leitungen und Spannungen bis an ihre zulässigen Grenzwerte betrieben werden können. An dieser Stelle wird die Optimierung gemäß Gleichung 4.10 zu

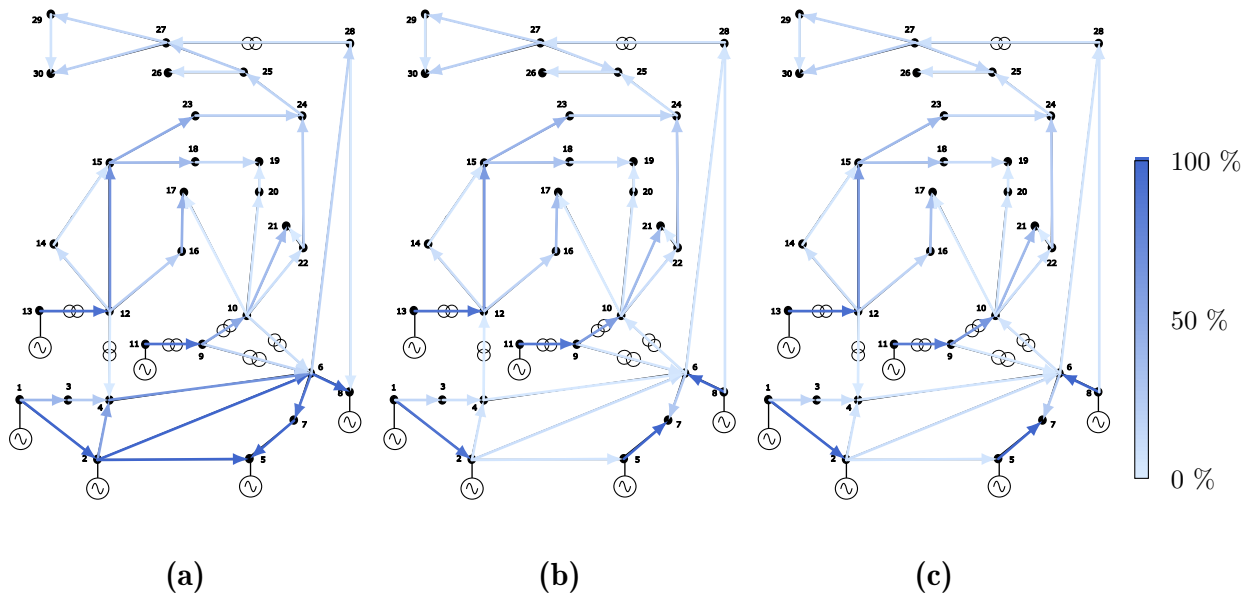


Abbildung 4.9: Resultierende Leitungs- und Trafoauslastungen bei wirtschaftlicher Redispatch-Optimierung (a), Redispatch-Mehrzieloptimierung unter Einbindung des MVSIs (b) sowie des VSI_1 (c)

einer Mehrzieloptimierung erweitert, bei der neben dem wirtschaftlichen Redispatch ein VSI berücksichtigt wird. Dieser Spannungsstabilitätsindikator beeinflusst über seine leistungsflussabhängigen Terme indirekt die Lastflussergebnisse der Optimierung und bewirkt dadurch eine Verbesserung der Spannungsstabilität. Aus den mathematischen Ausdrücken der VSIs (vgl. Tabelle 2.3) folgt, dass deren Minimierung durch eine Absenkung der Wirk- und/oder Blindleistungsflüsse der Leitungen P_r bzw. Q_r sowie eine Anhebung der Knotenspannungen U_s erreicht wird. Die Abbildungen 4.9 (b) und (c) zeigen die Ergebnisse der realisierten Mehrzieloptimierung unter Berücksichtigung des MVSIs (vgl. Abschnitt 2.2.5) bzw. des VSI_1 (vgl. Abschnitt 2.2.5) als Spannungsstabilitätsindikator. Im Vergleich zur wirtschaftlichen Optimierung (a) führt die Integration eines VSIs zu einer deutlichen Entlastung zuvor hoch ausgelasteter Leitungen. Dieser Effekt zeigt sich besonders im 132-kV-Netzbereich, wo die Auslastungen insgesamt spürbar geringer ausfallen.

Bei der Betrachtung der durch die wirtschaftliche Redispatch-Optimierung resultierenden Wirk- und Blindleistungsflüsse im Netz wird deutlich, dass Lasten nicht vorrangig durch den jeweils nächstgelegenen Generator, sondern infolge der reinen Erzeugungskostenminimierung auch über weite Leitungswege von entfernten Erzeugern gedeckt werden. Dies zeigt sich exemplarisch an der Last am Knoten 7, die im wirtschaftlichen Redispatch hauptsächlich über die Leitungen 2–6 und 4–6 aus den Generatoren an den Knoten 1 und 2 gespeist wird. In beiden Mehrzieloptimierungen unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität hingegen wird der Wirkleistungsbedarf der Last 7 etwa zur Hälfte durch den benachbarten Generator an Knoten 5 über die Leitung 5–7 und zur anderen Hälfte über die Leitung 6–7 gedeckt. Dadurch reduziert sich der Wirkleistungstransport über

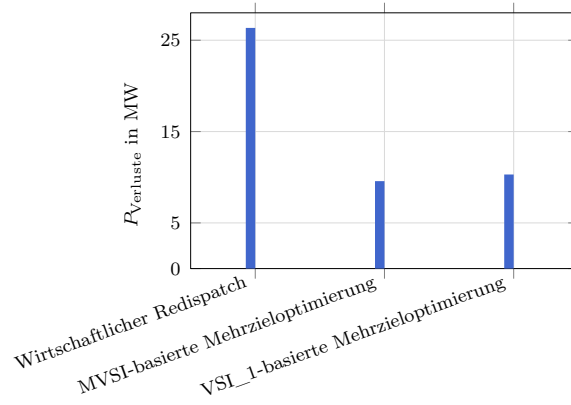


Abbildung 4.10: Vergleich der summierten Wirkleistungsverluste im ausgelasteten Testnetz für verschiedene Optimierungsansätze

die Leitungen 4–6 und 2–6 um rund 76 %, was maßgeblich zur Beseitigung der dort im wirtschaftlichen Redispatch auftretenden Engpässe beiträgt. Ein ähnliches Verhalten zeigt sich an Knoten 5, dessen Last im wirtschaftlichen Redispatch zu etwa 30 % durch den aus Redispatch-Sicht kostengünstigeren Generator 2 gespeist wird, während sie in der Mehrzieloptimierungen vollständig durch den lokalen Generator abgedeckt wird.

Über den bereits dargestellten Effekt der reduzierten Leitungsauslastung hinaus führt der Einsatz eines VSI-basierten Redispatches infolge der Minimierung des VSI und dadurch der Einstellung von Betriebszuständen mit erhöhter Stabilitätsmarge zu weiteren Verbesserungen des stationären Systemzustands. Eine zusätzliche Verbesserung, die sich direkt aus der reduzierten Leistungsübertragung auf den Leitungen und den damit einhergehenden sinkenden Strömen in den Netzzweigen ergibt, zeigt sich in einer Verringerung der Wirkleistungsverluste im gesamten Testnetz. Wie Abbildung 4.10 zeigt, reduzieren sich die Wirkleistungsverluste von 26,35 MW im wirtschaftlichen Redispatch auf 9,52 MW im MVSI-basierten sowie auf 10,3 MW im VSI_1-basierten Mehrzieloptimierungsfall.

Darüber hinaus werden die Spannungen im wirtschaftlichen Redispatch durch die Erfüllung der als Nebenbedingungen formulierten Leistungsflussgleichungen innerhalb vorgegebener Spannungsbänder so bestimmt, dass das zugrunde gelegte Optimierungsziel eines kosteneffizienten Redispatches erreicht wird. Dies ist in Abbildung 4.11 ersichtlich, wo der Optimierer den durch die Nebenbedingungen definierten zulässigen Lösungsraum vollständig ausschöpft, um den optimalen Zielfunktionswert zu ermitteln. Infolgedessen fallen die Spannungen an den Knoten 26 und 30 auf den unteren Spannungsgrenzwert. Durch die Integration eines VSI in den Redispatch-Einsatz wird das Optimierungsziel über den rein wirtschaftlichen Aspekt hinaus um den Aspekt der Spannungsstabilität erweitert. In Abhängigkeit von der mathematischen Formulierung des jeweiligen VSI gehen zusammenhängende Netzgrößen wie Leistungsflüsse sowie Spannungsbeträge und -winkel

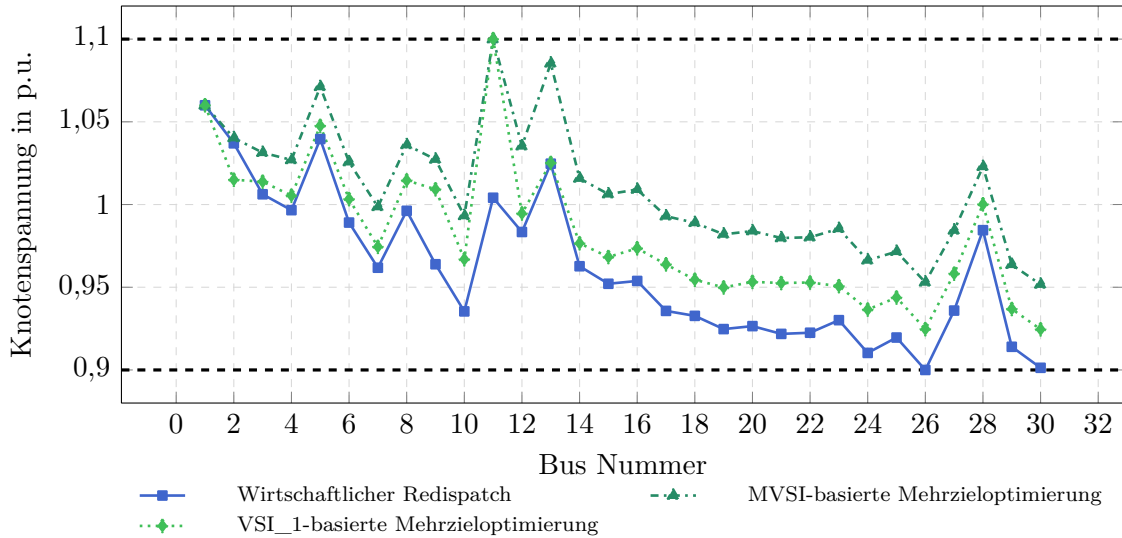


Abbildung 4.11: Vergleich der Spannungsprofile des ausgelasteten Testnetzes für unterschiedliche Optimierungsansätze

direkt in die zu optimierende Zielfunktion ein. Die in dieser Arbeit eingeführten VSIs weisen den Spannungsbetrag U_s im Nenner auf, sodass im Zuge der Minimierung des VSI eine Erhöhung der Spannungen angestrebt wird. Daraus ergibt sich ein optimaler Betriebspunkt, der sowohl einen wirtschaftlichen Redispatch als auch einen vergrößerten Abstand zum Spannungskollaspunkt gewährleistet. Dieser Betriebspunkt ist durch optimierte Leistungsflüsse gekennzeichnet, die mit erhöhten Spannungen und geringeren Strömen einhergehen. Dieses Verhalten wird ebenfalls durch Abbildung 4.11 bestätigt. Dort fallen die Spannungsprofile des VSI_1-basierten Redispatch im Allgemeinen geringer aus als die des MVSI-basierten Ansatzes, da im Falle des VSI_1 höhere Leistungsflüsse und damit auch größere Verluste auftreten.

Abschließend wird anhand der in diesem Anwendungsfall eingesetzten VSIs die Bewertung der Spannungsstabilität in Bezug auf unterschiedliche Implementierungen untersucht. Dabei lässt sich ebenfalls erkennen, wie sich hohe Wirk- und Blindleistungsflüsse auf die MVSI-Werte von Leitungen auswirken. Wie in Abschnitt 4.1 eingeführt, dienen die Line-VSIs der quantitativen Beurteilung der Stabilitätsreserve, indem kritische Leitungen identifiziert werden können. In Abbildung 4.12 sind die ermittelten MVSI-Werte aller Leitungen für den wirtschaftlichen Redispatch sowie für die MVSI-basierte Redispatch-Mehrzieloptimierung dargestellt. Die Leitung 2–5 weist im wirtschaftlichen Redispatch mit einem MVSI-Wert von 0,56 auf eine erhöhte Nähe zum Spannungskollaps hin und stellt somit einen kritischen Netzzustand dar. Über diese Leitung mit vergleichsweise hoher Reaktanz wird im Verhältnis zu anderen Leitungen eine überdurchschnittlich hohe Wirk- und Blindleistung übertragen, was zu einer Auslastung von bis zu 100 % führt. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung erfolgt hierbei durch den Generator am Knoten 5, der gleichzeitig die dortige Knotenspannung von 1,039 p.u. aufrechterhält.

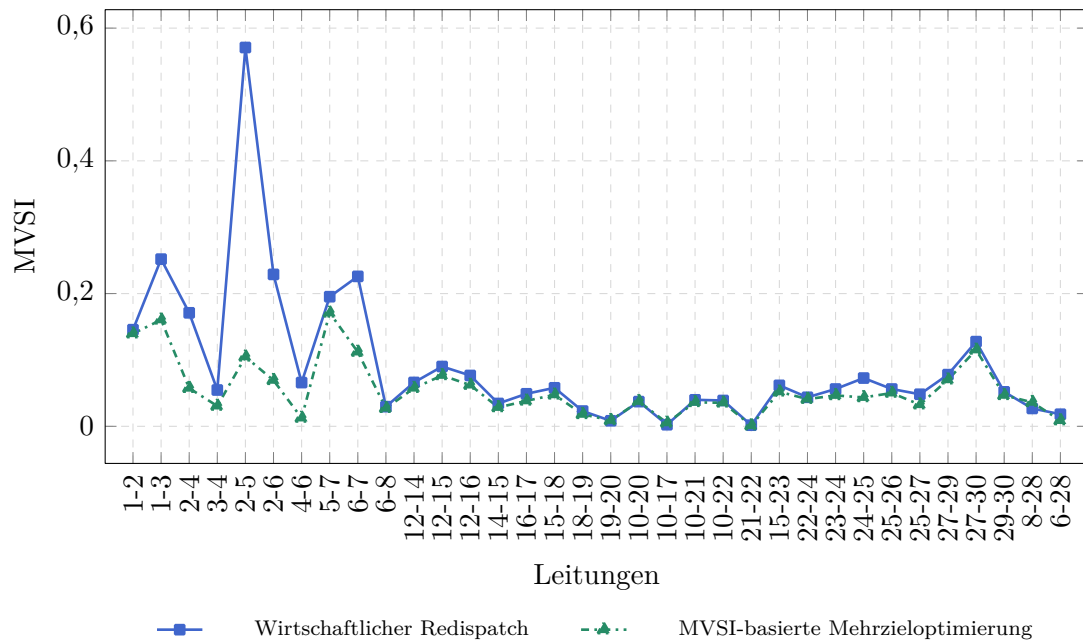


Abbildung 4.12: Vergleich der MVSI-Werte aller Leitungen im ausgelasteten Testnetz für zwei Optimierungsansätze

Im Vergleich zu anderen stark ausgelasteten Leitungen weist die Leitung 2–5 einen deutlich höheren MVSI-Wert auf. Dieser erhöhte Wert ist auf mehrere zusammenhängende Vorgänge in der Leistungsübertragung zurückzuführen. Über diese Leitung mit relativ hohem Reaktanzwert wird die höchste Scheinleistung im gesamten Testnetz übertragen, wobei insbesondere der Blindleistungsanteil deutlich ausgeprägt ist. Dies führt zu einem erheblichen Blindleistungsbedarf dieser Leitung, der sich aus der Differenz der Blindleistungswerte an beiden Enden der Leitung ergibt. Dadurch stellt sich ein Betriebszustand mit verringerter Stabilitätsreserve ein, der vom MVSI entsprechend erfasst und durch einen erhöhten MVSI-Wert ausgedrückt wird. Die konkreten Ergebnisse dieses betrachteten Redispatch-Einsatzes sind in Tabelle 7.3 dargestellt. Durch die Integration des MVSI in die Zielfunktion wird dieser Wert auf etwa 0,1 reduziert. Auch bei weiteren Leitungen ist im Rahmen der Mehrzieloptimierung eine deutliche Absenkung der MVSI-Werte zu beobachten.

5 Zusammenfassung

Durch die sich massiv verändernde Erzeugungs-, Last- und Übertragungsstruktur infolge der steigenden Anforderungen an das Bestandsnetz können Netzsituationen auftreten, in denen die Stabilitätsaspekte trotz Einhaltung klassischer betrieblicher Grenzen nicht mehr gewährleistet ist. Daher gewinnt die Berücksichtigung zusätzlicher Stabilitätsaspekte in betrieblichen Optimierungsansätzen zunehmend an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Arbeit das Optimierungswerkzeug AMYGO so erweitert, dass die Entwicklung der Optimierungsansätze unter expliziter Berücksichtigung von Aspekten der Spannungsstabilität erfolgen kann.

Nach der Einführung der grundlegenden mathematischen Formulierung der optimalen Leistungsflussberechnung (OPF) sowie der daraus abgeleiteten Optimierungsprobleme im Kontext elektrischer Energiesysteme wird eine Übersicht über die verschiedenen Kategorien der Systemstabilität gegeben. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf der Spannungsstabilität, wobei sowohl die Ursachen des Auftretens von Spannungsinstabilitäten als auch gängige Methoden zu deren Bewertung dargestellt werden. Hierbei wird auf Spannungsstabilitätsindikatoren als Bewertungsmethode zurückgegriffen, die zusätzlich als geeignete Stabilitätskriterien in der Formulierung des optimalen Leistungsflusses dienen. Diese Spannungsstabilitätsindikatoren (VSIs) eignen sich insbesondere für die Integration in die Formulierung der Optimierungsprobleme, da ihre Ermittlung auf den stationären Leistungsflussergebnissen basiert und sie zudem die Nähe eines Betriebszustands zur Spannungsstabilitätsgrenze quantitativ abbilden. Durch deren Minimierung innerhalb eines Optimierungsproblems werden folglich stationäre Betriebszustände mit einem erhöhten Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze beziehungsweise mit verbesserter statischer Spannungsstabilität eingestellt.

Im Rahmen der Spannungsstabilitätsanalyse werden verschiedene Belastungsszenarien in einem Testnetz modelliert. Dabei werden die ermittelten Kennlinien unterschiedlicher VSIs gemeinsam mit den PV-Kurven über einen Belastungsbereich von der Ausgangsbelastung bis hin zu einer kritischen Belastung nahe dem Kollapsunkt dargestellt, um die Funktionsfähigkeit dieser Bewertungsmethoden vergleichend zu analysieren. Aus den Ergebnissen lässt sich erkennen, dass VSIs, die Wirk- und Blindleistungsgrößen entweder direkt oder indirekt über weitere elektrische Größen in ihrer mathematischen Formulierung berücksichtigen, eine höhere Sensitivität gegenüber unterschiedlichen Belastungsszenarien aufweisen. Abschließend wird ein Szenario betrachtet, in dem die Spannungsstabilität

trotz der Einhaltung stationärer Betriebsgrenzen, wie beispielsweise des zulässigen Spannungsbandes, kritisch werden kann. Dies entspricht der in Abschnitt 1.2 beschriebenen Problemstellung. Die Nähe zur Stabilitätsgrenze lässt sich in diesem Fall ausschließlich mithilfe von Spannungsstabilitätsindikatoren erkennen. Auf Basis dieses in pandapower modellierten spannungsstabilitätsrelevanten Belastungsszenarios werden die in dieser Arbeit formulierten Optimierungsprobleme untersucht. Hierzu wird das betrachtete Belastungsszenario für diskrete Arbeitspunkte im Optimierungswerkzeug AMYGO auf Grundlage von Leistungsflussberechnungen abgebildet und als Basisfall für die Simulationen zur optimalen Betriebsführung des Testnetzes unter Berücksichtigung von Spannungsstabilitätsaspekten herangezogen.

Die Auswirkungen der Berücksichtigung von VSIs als Spannungsstabilitätskriterium in der Optimierung eines bereits eingeführten spannungsstabilitätskritischen Netzzustands werden anhand zweier im Rahmen des VSC-OPF entwickelter Optimierungsansätze untersucht. Im ersten Ansatz wird der VSI als Bestandteil der Zielfunktion in die Optimierung integriert. Durch dessen Minimierung wird der Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze erhöht bzw. ein Arbeitspunkt mit verbesserter Spannungsstabilität eingestellt. Um die Ergebnisse dieses Optimierungsansatzes mit dem Basisfall sowie mit klassischen Optimierungsproblemen vergleichen zu können, werden entsprechende Untersuchungen im Rahmen der definierten Studienfälle durchgeführt. Die Verschiebung der Arbeitspunkte über den gesamten Belastungsbereich erfolgt in den jeweiligen Studienfällen auf Basis der in der Optimierung als Flexibilitäten modellierten Verbraucher. Über den gesamten Belastungsbereich hinweg lässt sich die Annäherung an den Spannungskollaps deutlich an den steigenden VSI-Werten erkennen, sodass der VSI zugleich als verlässlicher Indikator für kritisch werdende Betriebspunkte dient. Dabei zeigt sich, dass die Einbeziehung eines VSI als Bestandteil der Zielfunktion zu einer größeren Stabilitätsmarge führt als das zum Vergleich herangezogene klassische Optimierungsproblem. Diese Stabilitätsmarge wird wiederum mithilfe des VSI ermittelt. Zudem bietet ein kombinierter Ansatz im Rahmen einer Mehrzieloptimierung die Möglichkeit, neben klassischen Optimierungszielen wie Verlust- und Kostenoptimierung auch Aspekte der Spannungsstabilität unter Verwendung eines VSI zu berücksichtigen. Im zweiten Ansatz wird der VSI als in den Nebenbedingungen definierter Schwellenwert in einem klassischen Optimierungsproblem des vorherigen Ansatzes berücksichtigt, in dem eine Verlust- und Kostenoptimierung angestrebt wird. Bei der Einstellung der Arbeitspunkte mit einem VSI-Wert größer als der festgelegte Schwellenwert greift die entsprechende Nebenbedingung und verhindert eine weitere Verschiebung der Arbeitspunkte mit abnehmendem Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze. Auf diese Weise kann durch die Berücksichtigung des VSI als Nebenbedingung im Sinne einer sicherheitsrelevanten Restriktion in verschiedenen Optimierungsfragestellungen eine ausreichende Spannungsstabilitätsmarge gewährleistet werden.

Schließlich wird ein realitätsnaher Anwendungsfall betrachtet, in dem ein kosteneffizienter Redispatch als Maßnahme zur Engpassvermeidung in einer Netzsituation mit erhöhter Leistungsaufnahme der in einem Teilbereich des Testnetzes befindlichen Verbraucher eingesetzt wird. Im Rahmen einer Mehrzieloptimierung wird ein Spannungsstabilitätskriterium in Form eines VSI in den bereits modellierten Redispatch-Einsatz eingebunden. Durch die Einbeziehung bzw. Minimierung des VSI innerhalb der Mehrzieloptimierung wird für den betrachteten statischen Belastungszustand ein positiver Einfluss auf die Reduktion der VSI-Werte der Leitungen und damit einhergehend auf die Vergrößerung des sicheren Abstands zur Spannungsstabilitätsgrenze gezeigt. Auf Grundlage der mathematischen Zusammenhänge der betrachteten VSIs zeigt sich zudem, dass deren Minimierung mit vorteilhaften Auswirkungen auf elektrische Kenngrößen wie Leistungsflüsse und Spannungen im Netz verbunden ist. Diese Effekte führen im Vergleich zu einer rein wirtschaftlich ausgerichteten Redispatch-Optimierung zu einer Reduktion der Leitungsauslastungen sowie zu einem verbesserten Spannungsprofil im Netz. Auf Grundlage der in diesem Anwendungsbeispiel durchgeführten Mehrzieloptimierung, in der der Aspekt der Spannungsstabilität unter einer ausgelasteten Netzsituation mit der Erhöhung der Leistungsaufnahme einer Vielzahl von Verbrauchern berücksichtigt wurde, lässt sich die mehrdimensionale Formulierung des Optimierungsproblems im Kontext elektrischer Energiesysteme auf weitere aktuelle und zukünftige Fragestellungen im Netzbetrieb sowie auf andere Netze ausweiten. Damit wird die Anwendbarkeit des erweiterten Optimierungswerkzeugs AMYGO für verschiedene Optimierungsaufgaben im Netzbetrieb nachgewiesen.

6 Literaturverzeichnis

- ABB AG [2010]. *Spannungsstabilisierung*. Techn. Ber. 9AKK105152A3519. Zugriff am: 08.08.2025. ABB AG. URL: <https://library.abb.com/d/9AKK105152A3519>.
- AG3, A. 3. [2024]. *Themenpapier der Roadmap Systemstabilität – AG3: Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom*. Techn. Ber. Im Rahmen der Roadmap Systemstabilität im Auftrag des BMWK. Deutsche Energie-Agentur (dena) und ef.Ruhr GmbH. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/themenpapier-ag3-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Attia, A.-F. et al. [Aug. 2012]. „Optimal Power Flow Using Adapted Genetic Algorithm with Adjusting Population Size“. In: *Electric Power Components and Systems* 40.11, S. 1285–1299. ISSN: 1532-5008, 1532-5016. DOI: 10.1080/15325008.2012.689417. [Besucht am 01.07.2025].
- Azad, S. et al. [2025]. „Real-Time Voltage Stability Assessment With a Novel Bus Index Considering Impact of Connection to Distribution Networks“. In: *IEEE Access* 13, S. 4683–4696. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3523503. [Besucht am 22.06.2025].
- Baleboina, G. M. und R. Mageshvaran [Nov. 2023]. „A Survey on Voltage Stability Indices for Power System Transmission and Distribution Systems“. In: *Frontiers in Energy Research* 11. ISSN: 2296-598X. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1159410. [Besucht am 10.06.2025].
- Bauermann, T. et al. [2024]. *Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe*. Studie. Hans-Böckler-Stiftung. URL: https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf.
- BDEW [Aug. 2023]. *Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten, April 2013 bis einschließlich Dezember 2022*. Techn. Ber. Stand: 01.08.2023. Berlin: BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. URL: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Redispatch_Bericht_2023_zum_Berichtsjahr_2022.pdf.
- Bundesnetzagentur [2020]. *Bericht zum Redispatch nach Art. 13 Abs. 7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 für das Jahr 2020*. Techn. Ber. Bonn: Bundesnetzagentur. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/RedispatchBericht2020.pdf?__blob=publicationFile&v=12.

- Bundesnetzagentur [2022]. *Netzengpassmanagement – Gesamtes Jahr 2021*. Bericht. Ab-
ruf: 2025-03-08. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/
Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/
Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf).
- [Juni 2024]. *Anlage 1 zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für
Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs (BK8-22-0001-
A)*. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/
2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/Anlagen/BK8-22-0001-A_Festlegung_
Anlage1_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/Anlagen/BK8-22-0001-A_Festlegung_Anlage1_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Zugriff am 25.11.2025.
Bundesnetzagentur.
- [Juli 2025a]. *Bewertung des Systemstabilitätsberichts 2025*. German. Techn. Ber. Stand:
Juli 2025. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen, S. 75. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/
ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Bewertung2025.pdf?__
blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Bewertung2025.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [besucht am 24.09.2025].
- [Juli 2025b]. *Systemstabilität – Systemstabilitätsbericht 2025*. Techn. Ber. Systemsta-
bilitätsbericht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Bewertung durch die Bun-
desnetzagentur. Bundesnetzagentur. URL: [https://data.bundesnetzagentur.de/
Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_
Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf](https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf) [besucht am 05.08.2025].
- Canizares, C. et al. [2001]. „Comparison of Voltage Security Constrained Optimal Power
Flow Techniques“. In: *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference
Proceedings (Cat. No.01CH37262)*. Vancouver, BC, Canada: IEEE, 1680–1685 vol.3.
ISBN: 978-0-7803-7173-6. DOI: 10.1109/PESS.2001.970328. [Besucht am 23.09.2025].
- Capitanescu, F. et al. [2005a]. „An interior-point method based optimal power flow“. In:
Energy Systems 1.2-3, S. 210–225. URL: [https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/
28224/1/paper.pdf](https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/28224/1/paper.pdf).
- Capitanescu, F. et al. [2005b]. „Applications of an Interior Point Method Based Optimal
Power Flow“. Englisch. In: *University of Liège*. URL: [https://www.researchgate.
net/publication/224007199_Applications_of_an_interior_point_method_
based_optimal_power_flow](https://www.researchgate.net/publication/224007199_Applications_of_an_interior_point_method_based_optimal_power_flow).
- Chakrabarti, A. et al. [2000]. *An Introduction to Reactive Power Control and Voltage
Stability in Power Transmission*. New Delhi, India: PHI Learning Private Limited.
- COIN-OR Foundation [2024]. *Ipopt — Interior Point Optimizer: Documentation*. <https://coin-or.github.io/Ipopt/>. Online-Dokumentation, letzter Zugriff: 27-12-2025.
- „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force
on Stability Terms and Definitions“ [Aug. 2004]. In: *IEEE Transactions on Power*

- Systems* 19.3, S. 1387–1401. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/tpwrs.2004.825981. [Besucht am 22.07.2025].
- Deutsche Energie-Agentur [2024]. *Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements*. German. Techn. Ber. Stand: Dez 2024. Bonn: Deutsche Energie-Agentur. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Weiterentwicklung_des_Netzengpassmanagements.pdf.
- Dommel, H. W. und W. F. Tinney [1968]. „Optimal Power Flow Solutions“. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-87.10, S. 1866–1876. DOI: 10.1109/TPAS.1968.292150.
- Ebeed, M. et al. [2018]. „Optimal Power Flow Using Recent Optimization Techniques“. In: *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*. Online verfügbar. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, S. 157–183. URL: <https://staffsites.sohag-univ.edu.eg/uploads/3183/1537611020%20-%20Chapter%20Optimal%20Power.pdf>.
- Eremia, M. [2013]. *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. 1st ed. IEEE Press Series on Power Engineering Ser v.92. New York: John Wiley & Sons, Incorporated. ISBN: 978-1-118-49717-3 978-1-118-51604-1.
- Fourer, R. et al. [2003]. *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*. 2. Aufl. Belmont, CA: Duxbury Press / Brooks/Cole. ISBN: 978-0-534-38809-6.
- Frank, S. und S. Rebennack [2016]. „An introduction to optimal power flow: Theory, formulation, and examples“. In: *IIE Transactions* 48.12, S. 1172–1197. DOI: 10.1080/0740817X.2016.1189626. URL: <https://doi.org/10.1080/0740817X.2016.1189626>.
- Frank, S. et al. [Sep. 2012]. „Optimal Power Flow: A Bibliographic Survey I: Formulations and Deterministic Methods“. In: *Energy Systems* 3.3, S. 221–258. ISSN: 1868-3967, 1868-3975. DOI: 10.1007/s12667-012-0056-y. URL: <http://link.springer.com/10.1007/s12667-012-0056-y> [besucht am 22.08.2025].
- Fraunhofer ISE [2024]. *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*. Technical Report / Studie. Vergleich der Stromgestehungskosten (LCOE) verschiedener Energieerzeugungstechnologien in Deutschland, inklusive Prognosen bis 2045. Freiburg, Germany: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.
- Furukakoi, M. et al. [Sep. 2018]. „Critical Boundary Index (CBI) Based on Active and Reactive Power Deviations“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 100, S. 50–57. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.02.010. [Besucht am 13.05.2025].
- Harms, Y. et al. [2025]. „AMYGO: Automated Modular Energy Grid Optimization“. In: *Proceedings of the ETG Kongress 2025*. Poster session P 29. Berlin / Offenbach, Germany: VDE Verlag. URL: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/456494068.html>.

- Hatziargyriou, N. et al. [Juli 2021]. „Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.4, S. 3271–3281. ISSN: 0885-8950, 1558-0679. DOI: 10.1109/tpwrs.2020.3041774. [Besucht am 22.07.2025].
- IEEE 30 Bus Test Case* [1993]. Power Systems Test Case Archive. University of Washington. URL: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm [besucht am 27.06.2025].
- Ismail, B. et al. [2020]. „A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement“. In: *IEEE Access* 8, S. 222733–222765. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3043297.
- Ismail, N. A. M. et al. [März 2014]. „A Comparison of Voltage Stability Indices“. In: *2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2014)*. Langkawi, Malaysia: IEEE, S. 30–34. DOI: 10.1109/peoco.2014.6814394. [Besucht am 16.07.2025].
- Kanimozhi, R. und K. Selvi [Juli 2013]. „A Novel Line Stability Index for Voltage Stability Analysis and Contingency Ranking in Power System Using Fuzzy Based Load Flow“. In: *Journal of Electrical Engineering and Technology* 8.4, S. 694–703. ISSN: 1975-0102. DOI: 10.5370/JEET.2013.8.4.694. [Besucht am 13.05.2025].
- Kanojia, S. S. und B. N. Suthar [1. Juni 2024]. „Voltage Stability Index: A Review Based on Analytical Method, Formulation and Comparison in Renewable Dominated Power System“. In: *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)* 13.2, S. 508. ISSN: 2722-2624, 2252-8792. DOI: 10.11591/ijape.v13.i2.pp508-520. URL: <https://ijape.iaescore.com/index.php/IJAPE/article/view/20793> [besucht am 30.12.2025].
- Khunkitti, S. et al. [Apr. 2019]. „A Comparison of the Effectiveness of Voltage Stability Indices in an Optimal Power Flow“. In: *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering* 14.4, S. 534–544. ISSN: 1931-4973, 1931-4981. DOI: 10.1002/tee.22836. [Besucht am 13.05.2025].
- Knittel, M. [2021]. „Betriebliche Spannungshaltung im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung von Unsicherheit“. Dissertation. Diss. Aachen, Germany: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen. DOI: 10.18154/RWTH-2021-04688. URL: <https://publications.rwth-aachen.de/record/818847/files/818847.pdf>.
- Kumar, A. et al. [2004]. „Congestion management in power systems—A review“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 26.1, S. 34–42. DOI: 10.1016/S0142-0615(03)00096-8.
- Kundur, P. [1994]. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill. ISBN: 978-0-07-035958-1.

- Kyomugisha, R. et al. [Dez. 2021]. „Multiobjective Optimal Power Flow for Static Voltage Stability Margin Improvement“. In: *Heliyon* 7.12, e08631. ISSN: 24058440. DOI: 10.1016/j.heliyon.2021.e08631. [Besucht am 13.05.2025].
- Letztmaßnahmen, P. A., Hrsg. [Sep. 2022]. *Maßnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände. VDE FNN Hinweis, Version 2.0*. VDE FNN. URL: <https://www.vde-verlag.de/buecher/636355/massnahmen-zur-vermeidung-spannungskritischer-netzzustaende.html> [besucht am 15.08.2025].
- Maack, J. [Okt. 2023]. *Optimal Power Flow Derived Sparse Linear Solver Benchmarks*. Technical Report NREL/TP-2C00-86931. Contract No. DE-AC36-08GO28308. National Renewable Energy Laboratory. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/86931.pdf>.
- MATPOWER [2014]. *CASE_IEEE30: Power Flow Data for IEEE 30 Bus Test Case*. MATPOWER Case File (MPC). Converted from IEEE Common Data Format (ieee30cdf.txt) on 15-Oct-2014 using cdf2matp. URL: https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case_ieee30.html.
- Mende, D. [2022]. *Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Anwendung im operativen Engpassmanagement elektrischer Energieversorgungssysteme*. Zugl.: Leibniz Universität Hannover, Diss., 2021. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. ISBN: 978-3-8396-1785-4. DOI: 10.24406/publica-fhg-416660.
- Mende, D. et al. [2022]. „Combined Optimization of Steady-State Operation and Small-Signal Dynamics in Hybrid AC/DC Power Systems“. In: *2022 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. IEEE, S. 1–5. DOI: 10.1109/APPEEC53445.2022.10072101.
- Modarresi, J. et al. [Sep. 2016]. „A Comprehensive Review of the Voltage Stability Indices“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 63, S. 1–12. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.05.010. [Besucht am 13.05.2025].
- Moghavvemi, M. und O. Faruque [1998]. „Real-Time Contingency Evaluation and Ranking Technique“. In: *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 145.5, S. 517. ISSN: 13502360. DOI: 10.1049/ip-gtd:19982179. [Besucht am 13.05.2025].
- Moghavvemi, M. und F. Omar [1998]. „Technique for Contingency Monitoring and Voltage Collapse Prediction“. In: *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 145.6, S. 634. ISSN: 13502360. DOI: 10.1049/ip-gtd:19982355. [Besucht am 13.05.2025].
- Mokred, S. et al. [Feb. 2023]. „Modern Voltage Stability Index for Prediction of Voltage Collapse and Estimation of Maximum Load-Ability for Weak Buses and Critical Lines Identification“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 145, S. 108596. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.108596. [Besucht am 13.05.2025].

- Momoh, J. A. [2001]. *Electric Power System Applications of Optimization*. Power Engineering. New York: Marcel Dekker. ISBN: 978-0-8247-9105-6.
- Musirin, I. und T. Abdul Rahman [2002]. „Novel Fast Voltage Stability Index (FVSI) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System“. In: *Student Conference on Research and Development*. Shah Alam, Malaysia: IEEE, S. 265–268. ISBN: 978-0-7803-7565-9. DOI: 10.1109/SCORED.2002.1033108. [Besucht am 13.05.2025].
- Radhika, R. und K. C. Sindhu Thampatty [Dez. 2023]. „Impacts of Renewable Energy Integration on Power System Stability“. In: *2023 IEEE Technology & Engineering Management Conference - Asia Pacific (TEMSCON-ASPAC)*. Bengaluru, India: IEEE, S. 1–6. DOI: 10.1109/temscon-aspac59527.2023.10531586. [Besucht am 22.07.2025].
- Reis, C. und F. M. Barbosa [Juni 2009]. „Line Indices for Voltage Stability Assessment“. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. 2009 IEEE Bucharest PowerTech (POWERTECH). Bucharest, Romania: IEEE, S. 1–6. ISBN: 978-1-4244-2234-0. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282003. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5282003/> [besucht am 25.05.2025].
- Schäfer, K. F. [2023]. *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-40876-3 978-3-658-40877-0. DOI: 10.1007/978-3-658-40877-0. [Besucht am 13.05.2025].
- Schwab, A. J. [2022]. *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-64773-8 978-3-662-64774-5. DOI: 10.1007/978-3-662-64774-5. [Besucht am 22.07.2025].
- „Security Constraint Optimal Power Flow (SCOPF) - A Comprehensive Survey“ [o. D.] In: *International Journal of Computer Applications* 11 [].
- Stock, D. S. [2019]. „Entwicklung eines flexiblen Optimierungswerkzeuges zur nichtlinearen mathematischen Mehrzieloptimierung in der Netzführung und Netzplanung“. Dissertation. Veröffentlicht als Monografie im Fraunhofer Verlag, 2020. ISBN 978-3-8396-1598-0. Diss. Hannover: Leibniz Universität Hannover.
- Turner, L. et al. [2018]. „pandapower — an Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6, S. 6510–6521. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- Übertragungsnetzbetreiber [2025]. *Netzentwicklungsplan Strom 2037–2045, Version 2025, 1. Entwurf*. Technical Report. Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_0.pdf.
- Vaahedi, E. [Mai 2014]. *Practical Power System Operation*. 1st. IEEE Press Series on Power Engineering. Power system operation from an operator’s perspective. Hoboken, NJ: Wiley & Sons Ltd. ISBN: 978-1-118-39402-1.

- Valuva, C. et al. [Sep. 2023]. „A Comprehensive Review on the Modelling and Significance of Stability Indices in Power System Instability Problems“. In: *Energies* 16.18, S. 6718. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16186718. [Besucht am 13.05.2025].
- Wächter, A. und L. T. Biegler [2006]. „On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Filter Line Search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming“. In: *Mathematical Programming* 106.1, S. 25–57. DOI: 10.1007/s10107-004-0559-y.
- [2011]. „Short Tutorial: Getting Started With IPOPT in 90 Minutes“. In: *Dagstuhl Seminar Proceedings 09061 – Optimization in the 21st Century*. Hrsg. von Mittelman, H. et al. Bd. 09061. Dagstuhl Seminar Proceedings. Schloss Dagstuhl – Leibniz-Zentrum für Informatik. URL: <https://drops.dagstuhl.de/entities/document/10.4230/DagSemProc.09061.16>.
- Wettingfeld, M. [Sep. 2023]. *Redispatch im deutschen Stromsystem – Hintergründe, Kostenverteilung, Emissionen*. Kurzstudie. Unter Mitarbeit von Peter Martin und Florin Collmer.
- Weyer, H. und F. Müsgens [Okt. 2020]. *Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen*. Techn. Ber. Analyse, Oktober 2020. München: Energiesysteme der Zukunft (ESYS), acatech / Leopoldina / Akademienunion. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Netzengpassmanagement.pdf.
- Yari, S. und H. Khoshkhou [Apr. 2019]. „A Comprehensive Assessment to Propose an Improved Line Stability Index“. In: *International Transactions on Electrical Energy Systems* 29.4, e2806. ISSN: 2050-7038, 2050-7038. DOI: 10.1002/etep.2806. [Besucht am 16.06.2025].
- Zabaiou, T. et al. [Juli 2014]. „A Comparative Study of VSC-OPF Techniques for Voltage Security Improvement and Losses Reduction“. In: *2014 IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition*. Conference Paper. National Harbor, MD, USA, S. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939000. URL: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939000>.
- Zain ul Abideen, M. et al. [2020]. „A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks’ Hosting Capacity Calculation“. In: *Energies* 13.11. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13112758. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2758>.
- Zhang, M. et al. [23. Sep. 2024]. „Multi-Period Optimal Transmission Switching with Voltage Stability and Security Constraints by the Minimum Number of Actions“. In: *Sustainability* 16.18, S. 8272. ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su16188272. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/18/8272> [besucht am 26.08.2025].

7 Anhang

Tabelle 7.1: Busbezogene Leistungsflusssergebnisse (Dispatch) aus Abschnitt 4.2.4

Busnummer	Spannung in p.u.	P_{Gen} in MW	Q_{Gen} in MVar	P_{Last} in MW	Q_{Last} in MVar
1	1.0600	1419.65	108.33	0.0	0.0
2	1.0450	40.00	833.14	108.5	63.5
3	0.8906	0.00	0.00	12.0	6.0
4	0.9048	0.00	0.00	38.0	8.0
5	1.0100	0.00	533.08	471.0	95.0
6	0.9398	0.00	0.00	0.0	0.0
7	0.8923	0.00	0.00	114.0	54.5
8	1.0100	0.00	401.32	150.0	150.0
9	1.0065	0.00	0.00	0.0	0.0
10	0.9914	0.00	0.00	5.8	2.0
11	1.0820	0.00	39.25	0.0	0.0
12	1.0148	0.00	0.00	11.2	7.5
13	1.0710	0.00	43.02	0.0	0.0
14	0.9983	0.00	0.00	6.2	1.6
15	0.9903	0.00	0.00	8.2	2.5
16	0.9947	0.00	0.00	3.5	1.8
17	0.9876	0.00	0.00	9.0	5.8
18	0.9776	0.00	0.00	3.2	0.9
19	0.9735	0.00	0.00	9.5	3.4
20	0.9771	0.00	0.00	2.2	0.7
21	0.9782	0.00	0.00	17.5	11.2
22	0.9787	0.00	0.00	0.0	0.0
23	0.9760	0.00	0.00	3.2	1.6
24	0.9662	0.00	0.00	8.7	6.7
25	0.9568	0.00	0.00	0.0	0.0
26	0.9379	0.00	0.00	3.5	2.3
27	0.9604	0.00	0.00	0.0	0.0
28	0.9509	0.00	0.00	0.0	0.0
29	0.9391	0.00	0.00	2.4	0.9
30	0.9268	0.00	0.00	10.6	1.9

Tabelle 7.2: Zweigbezogene Leistungsflusssergebnisse (Dispatch) aus Abschnitt 4.2.4

Von Knoten	Nach Knoten	Verluste in MW	Auslastung in %	VSI	VCPI
1	2	188.0845	6513.33	1.3039	1.9969
1	3	60.8547	891.95	0.6592	1.5521
2	4	10.7249	481.37	0.1439	0.6083
3	4	16.7730	596.83	0.2290	0.5094
2	5	90.0680	1230.02	2.0388	2.9164
2	6	25.5586	1134.15	0.3355	1.0251
4	6	15.8343	1346.08	0.2735	0.5294
5	7	19.7661	887.26	0.6454	0.8563
6	7	22.9351	448.89	0.2797	0.7898
6	8	7.5231	5421.87	0.3364	0.3901
6	9	0.0000	18.33	–	–
6	10	0.0000	11.83	–	–
9	11	0.0000	31.56	–	–
9	10	0.0000	12.86	–	–
4	12	0.0000	100.14	–	–
12	13	0.0000	39.32	–	–
12	14	0.1228	10.04	0.0193	0.0864
12	15	0.4722	71.72	0.0320	0.1212
12	16	0.2548	27.12	0.0202	0.1078
14	15	0.0295	5.20	0.0009	0.0379
16	17	0.0854	62.98	0.0002	0.0643
15	18	0.1267	45.24	0.0039	0.0775
18	19	0.0370	21.62	0.0042	0.0339
19	20	0.0074	2.02	0.0143	0.0145
10	20	0.0404	4.14	0.0484	0.0583
10	17	0.0154	4.56	0.0228	0.0248
10	21	0.1207	33.30	0.0378	0.0569
10	22	0.0566	7.47	0.0360	0.0545
21	22	0.0008	0.66	0.0012	0.0025
15	23	0.1190	45.57	0.0167	0.0771
22	24	0.0446	14.52	0.0391	0.0520
23	24	0.0742	20.92	0.0017	0.0665
24	25	0.0235	4.55	0.0160	0.0467
25	26	0.0507	7.13	0.0553	0.0804
25	27	0.0029	0.94	0.0176	0.0155
28	27	0.0000	5.19	–	–
27	29	0.0988	16.19	0.0350	0.1069
27	30	0.1858	20.91	0.0454	0.1703
29	30	0.0385	5.52	0.0143	0.0687
8	28	0.9976	141.31	0.2850	0.3070
6	28	0.3264	169.51	0.0744	0.1033

Tabelle 7.3: Zweigbezogene Optimierungsergebnisse (Wirtschaftlicher RD)
aus Abschnitt 4.2.4

Zweig	Von Knoten	Nach Knoten	P_{von} in MW	Q_{von} in MW	P_{nach} in MVA _r	Q_{nach} in MVA _r	Auslastung in %
1	1	2	130.00	0.33	-127.11	2.52	100.00
2	1	3	80.29	14.69	-77.58	-9.15	39.42
3	2	4	47.49	8.23	-46.24	-8.23	54.99
4	3	4	65.58	3.15	-65.01	-2.38	25.50
5	2	5	128.77	-17.83	-121.39	44.35	100.00
6	2	6	64.49	8.12	-62.19	-4.97	100.00
7	4	6	73.29	-2.51	-72.64	3.87	66.38
8	5	7	-2.10	69.97	4.25	-66.59	100.00
9	6	7	122.33	-1.16	-118.25	12.09	88.56
10	6	8	22.05	-23.19	-21.93	22.73	100.00
11	6	9	-22.36	12.57	22.36	-11.17	15.58
12	6	10	-0.35	9.57	0.35	-9.05	8.96
13	9	11	-60.64	-14.69	60.64	23.41	92.14
14	9	10	38.28	25.87	-38.28	-23.34	50.52
15	4	12	-0.03	5.12	0.03	-5.05	0.62
16	10	13	6.98	-1.59	-6.95	1.49	92.10
17	7	13	12.94	-3.56	-12.90	2.33	10.05
18	13	14	10.02	-1.23	-9.99	0.20	68.14
19	14	15	4.72	-1.04	-4.71	0.89	21.95
20	12	15	15.25	-1.12	-15.18	6.22	4.99
21	14	16	2.66	-0.25	-2.66	0.08	44.46
22	16	17	2.66	-0.33	-2.65	0.12	36.46
23	17	18	2.13	-0.21	-2.13	0.04	15.06
24	4	18	15.13	1.85	-15.09	-1.98	1.70
25	18	19	12.96	-0.13	-12.95	2.84	4.15
26	10	17	0.81	-0.72	-0.81	0.72	0.12
27	10	21	16.70	9.25	-16.55	-8.94	35.58
28	10	22	8.21	4.08	-8.14	-3.94	8.21
29	21	22	-0.95	-2.26	0.95	2.26	0.59
30	15	23	9.42	5.74	-9.28	-5.46	47.50
31	22	24	7.19	1.68	-7.11	-1.57	21.28
32	23	24	6.08	3.86	-6.00	-3.70	20.29
33	24	25	4.42	-5.00	-4.32	5.17	17.37
34	25	26	3.56	2.38	-3.50	-2.30	7.15
35	25	27	0.76	-7.55	-0.69	7.70	22.52
36	28	27	12.65	12.43	-12.65	-11.14	7.44
37	27	29	6.22	1.72	-6.11	-1.52	16.25
38	27	30	7.13	1.72	-6.93	-1.35	20.99
39	29	30	3.71	0.62	-3.67	-0.55	5.53
40	8	28	-0.44	3.83	0.47	-7.96	1.46
41	6	28	13.15	3.31	-13.12	-4.46	17.97

