



Dissertation

Einfluss von Spannungsstabilitätsproblemen auf die Sicherheit elektrischer Energienetze

ausgeführt zum Zweck der Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der technischen Wissenschaften

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (370)
von

Dipl.-Ing. Agron Bislimi

A-1150 Wien, Goldschlagstrasse 75/9
Matr.-Nr.: 0026872

1. Begutachter: Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Gerhard Theil
2. Begutachter: Hon.-Prof. Dipl. Ing. Dr. Peter G. Harhammer

Wien, Februar 2012

Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich beim Gott bedanken, Der mir die Kraft gegeben hat, diese Arbeit zu verfassen. Danach möchte ich mich bei meinem Betreuer Professor Gerhard Theil herzlich bedanken, der mir während des ganzen Projekts mit seinem kompetenten Rat zur Seite stand. Die Art und Weise, wie er Komplexes einfach darstellt, hat mich fasziniert.

Ein großer Dank geht auch an meine ganze Familie, die mich während des ganzen Doktorstudiums finanziell und moralisch unterstützt hat, insbesondere an meinen Vater, der mir das ganze Doktorstudium finanziert hat.

Auch meinem Bruder Hrn. Dipl. Ing. Xhelal Bislimi, Dissertant der TU Wien, gebührt ein besonderes Dankeschön, der mir bereits am Anfang des Studiums im Kosovo die Grundkenntnisse vermittelt hat und auch im ganzen Studium bei jeglicher Art von Problemen immer Hilfsbereitschaft gezeigt hat.

Besonders möchte ich mich bei meinen Professoren Hr. Prof Gerhard Theil und Hr. Prof Peter Harhammer für ihre tolle Unterstützung bedanken. Beide haben durch die vorgenommenen Korrekturen an meiner Arbeit einen wesentlichen Betrag zur Qualitätserhöhung der Arbeit geleistet.

Kurzfassung

Die kontinuierliche Erhöhung des Energiebedarfs einerseits, sowie eine Erhöhung der Volatilität der Energieeinspeisung durch regenerative Erzeugung andererseits bewirken, dass die elektrischen Netze zunehmend an die Grenzen ihrer Belastbarkeit gelangen. Eine der Folgen dieser Entwicklung ist die zunehmende Gefahr des Auftretens von Spannungshaltungsproblemen, welche - sofern nicht beherrschbar - im Spannungskollaps münden können.

Auf die beschriebene Problematik des Netzbetriebes Bezug nehmend, wurde die vorliegende Arbeit dem Thema "Spannungsstabilität" gewidmet, mit dem Ziel vier Methoden zur Untersuchung der Spannungsstabilität elektrischer Energienetze sowohl in Theorie als auch in praktischer Anwendung zu vergleichen. Folgende Verfahren werden betrachtet:

- Continuation Power Flow (CPF)
- Knoten-L-Index basierend auf Knotenlasten
- Zweig-L-Index basierend auf Zweig-Blindleistungsflüssen
- Zweig-L-Index basierend auf maximalen Wirkleistungsflüssen

Weitere Schwerpunkte der Arbeit betreffen:

- Analyse des Konvergenzverhaltens des innerhalb der CPF-Iterationen erfolgenden Korrektorschritts, Ableitung eines Divergenzindikators.
- Entwicklung einer Methode zur Verdichtung des Informationsgehalts der Resultate der CPF-Analyse.

Zum Verfahrensvergleich wurde folgende prinzipielle Methodik angewandt:

- Durchführung einer vollständigen CPF-Analyse, einschließlich der Ermittlung des unterhalb des kritischen Spannungskollaspunktes liegenden Teils der PV-Kurve.
- Danach Ermittlung der L-Indizes unter Verwendung der vom CPF gelieferten Lastwerte und komplexen Knotenspannungen. Somit entspricht jedem Punkt (bzw. jedem Lastwert) der PV-Kurve je ein Punkt der L-Index-Kurven.

Als Berechnungswerkzeug fand MATLAB Verwendung, womit auf einfache Art und Weise die graphische Darstellung der Resultate möglich war. Als Testsysteme dienten synthetische Hochspannungsnetze mit 2 bis 17 Knoten. Die Entwicklung einer für beliebige Netze verwendbaren Software wird Gegenstand zukünftiger Arbeiten sein.

Die Untersuchungen ergaben folgende Vorteile des CPF:

- Er ermöglicht die Analyse des Systemverhaltens sowohl im stabilen als auch im instabilen Bereich des untersuchten Systems.
- Damit liefert der CPF "exakte" Information darüber, bei welchem Lastniveau der Spannungskollaps eintritt. (Als "exakt" ist dieses Resultat dann zu betrachten, wenn Konsens darüber besteht, dass das Phänomen des Spannungskollaps durch einen stationären Ansatz beschreibbar ist).
- Die Resultate des CPF (PV-Kurve) sind bei entsprechender graphischer Aufbereitung leicht interpretierbar

Ein Vorteil der L-Index-Methoden besteht in:

- Geringe Rechenzeit. (Der CPF erwies sich um Faktoren 10 bis 25 langsamer als die L-Index Methoden).

Sämtliche L-Index-Methoden besitzen jedoch gegenüber dem CPF gravierende Nachteile:

- Bei größeren, realen Systemen entsprechenden Netzen, ergeben sich im Bereich der Stabilitätsgrenze in der Regel L-Indizes mit von Netz zu Netz unterschiedlichen Beträgen. Ein allgemein gültiger Grenzwert, welcher als Maß für die Annäherung des Systems an die Stabilitätsgrenze dienen könnte, existiert daher nicht. Die Aussagekraft der L-Index-Methoden ist somit stark eingeschränkt.
- L-Index-Methoden basieren auf den Resultaten einer Lastflussrechnung. Da die Lastflussrechnung ohne CPF-Erweiterung an der Spannungsstabilitätsgrenze des untersuchten Systems divergiert, können die Werte der L-Indizes nur für nahe an der Stabilitätsgrenze befindliche Zustände ermittelt werden. Daher ist die genaue Bestimmung der der Stabilitätsgrenze mittels der L-Index-Methoden im Unterschied zum CPF nicht möglich.

Die in der Arbeit gesammelten Erfahrungen demonstrierten eindrucksvoll die Mächtigkeit des Spannungsstabilitäts-Analysealgorithmus "Continuation Power Flow" sowie dessen Überlegenheit über die hier auch untersuchten drei L-Index-Verfahren.

Abstract

Growth of load and of energy injected by regenerative sources drives electrical energy grids towards their capacity limits. Consequently, danger of voltage- stability problems is continuously rising, leading to an increase of the expected number of voltage-collapse events in near future.

In that context voltage-stability was selected to be the main topic of this dissertation, with a comparison of the efficiency of voltage-stability-index calculation methods as main target of this research.

The following methods were taken into consideration:

- Continuation Power Flow (CPF)
- Node-L-Index basing on loads
- Branch-L-Index basing on reactive power flows
- Branch-L-Index basing on real power flows

Additional emphasis is laid on following topics:

- Analysis of convergence behaviour of corrector iterations taking place within each CPF-step, development of a divergence indicator
- Development of a method for concentrating the information delivered by the CPF-analysis

Comparison of voltage-stability analysis methods was performed applying the following methodology:

- Performing CPF-analysis including evaluation of the lower PV-curve part situated below voltage-collapse point
- Subsequently, computation of L-indexes using loads and complex voltages delivered by CPF. Thus, each point (each load level) of the PV-curve corresponds to a point of each L-index-curve.

MATLAB with its powerful graphical illustration capabilities serves as computation tool. Methods were applied using input data of synthetic high-voltage networks with 2 to 17 nodes. Development of software applicable to real networks with deliberate number of nodes will be topic of future research.

Comparison of methods resulted in the following advantages of CPF with respect to L-Index-methods:

- Simulation can be performed for the stable as well as for the unstable network state.
- CPF delivers "exactly" the load level triggering voltage-collapse. (In this context the attribute "exact" presumes the agreement that application of static models to voltage-collapse phenomena constitutes a feasible approach).
- Interpretation of graphically prepared CPF-results (PV-curves) is a rather simple task.

A profitable feature of L-index methods is:

- Low computation time (English: Der CPF erwies sich um Faktoren 10 bis 25 langsamer als die L-Index Methoden)

However, some disadvantages of L-index methods with respect to CPF have to be mentioned:

- Dispersion of L-index values of different networks becomes very large as systems approach to voltage-collapse point. Thus, no general limit-value for assessment of system's proximity to voltage collapse exists. This phenomenon degrades stringency of L-indexes.
- Results of convergent load flow solutions constitute the input parameters of L-index computations. Conventional load flow methods do not converge for system states approaching to stability limit. Thus, for evaluation of L-Index-value at the voltage-stability limit, CPF has to be applied. On the other hand, CPF delivers the entire information necessary for voltage-stability analysis, thus making L-Index computation unnecessary.

Experience gained by this research impressively demonstrates the high potential of Continuation Power Flow as voltage-stability analysis tool as well as its superiority over the L-index-methods here taken into consideration.

Abstrakt

Rritja e ngarkesës dhe energjia e futur nga burimet regjeneruese, i shpie rrjetat elektrike drejt limiteve të kapaciteteve të tyre. Rrjedhimisht, rreziku i problemeve të stabilitetit po rritet vazhdimisht, duke çuar në një rritje të kolabseve të pritura të tensionit në të ardhmen e afërt.

Në këtë kontekst, stabilitetit i tensionit është zgjedhur të jetë tema kryesore e këtij disertacioni, me një krahasim të metodave të kalkulimit të efikasitetit të indeksit të stabilitetit të tensionit si qëllim kryesor i këtij hulumtimi.

Në konsideratë janë marrë metodat në vijim:

- Rrjedha e vazhdueshme e fuqisë (CPF)
- Indeksi L i nyjes i bazuar në ngarkesë
- Indeksi-L-i degës i bazuar në rrjedhën e fuqisë reaktive
- Indeksi-L-i degës i bazuar në rrjedhën e fuqisë reale

Theks shtesë u është kushtuar poashtu çështjeve në vijim:

- Analiza e sjelljes konvergjente të iteracioneve të korrektorit që ndodhin në çdo hap të CPF-së, zhvillimi i indikatorit të divergjencës
- Zhvillimi i një metode për mbledhjen e informacionit të ofruar nga analiza CPF.

Krahasimi i metodave të analizës së stabilitetit të tensionit është bërë duke aplikuar metodologjinë vijuese:

- Kryerja e analizës CPF duke përfshirë vlerësimin e pjesës së ulët të lakores PV të vendosur në pikën e kolabsit të tensionit.
- Në vazhdim, llogaritja e L-indekseve duke i përdorë ngarkesat dhe tensionet komplekse të llogaritura nga CPF. Prandaj, çdo pike (çdo nivel i ngarkesës) në lakoren PV i korrespondon një pike të çdo lakoreje të L-indeksit.

MATLAB-i me mundësitë e tij të mëdha për ilustrime grafike shërben si një vegël llogaritjesh. Metodat janë aplikuar duke përdorë të dhënat e futura nga rrjetat sintetike të tensionit të lartë me 2 deri në 17 nyje (pika). Zhvillimi i softuerit të aplikueshëm në rrjetat reale me numër të caktuar të nyjeve do të jetë temë e hulumtimeve të ardhshme.

Krahasimi i metodave ka rezultuar në përparësitë vijuese të CPF në krahasim me metodat L-Indeks:

- Simulimi mund të realizohet si për gjendje stabile ashtu edhe për gjendje jostabile të rrjetes.
- CPF dërgon nivelin “e saktë” të ngarkesës që shkakton kolabsin e tensionit. (Në këtë kontekst atributi “e saktë” nënkupton marrëveshjen se aplikmi i modeleve statike në fenomenin e kolabsit të tensionit paraqet një qasje të realizueshme).
- Interpretimi i rezultateve CPF të përgaditura grafikisht (lakoret PV) është një punë mjaft e lehtë.

Nje veçori e dobishme e metodës së L-indekseve është:

- Koha e shkurtë e llogaritjes (CPF deshmojne ne 10-25 me ngadal se L-Index Metodat)

Sidoqoftë, duhet përmendur disa mangësi të metodave L-Indeks në krahasim me CPF:

- Dispersioni i vlerave të L-indeksave të rrjetave të ndryshme bëhet shumë i madh posa t'i afrohen sistemet pikës së kolabsit të tensionit. Prandaj, nuk ekziston vlerë e përgjithshme e limitit për vlerësimin e afërsisë së vlerës së kolabsit të tensionit. Ky fenomen e degradon saktësinë e L-indeksave.
- Rezultatet e zgjidhjeve të rrjedhës konvergjente të ngarkesës përbejnë parametrat hyrës të llogaritjeve të L-indekseve. Metodave konvencionale të rrjedhës së ngarkesës nuk konvergjojnë për gjendjet e sistemit që i afrohen limitit të stabilitetit. Prandaj, për vlerësimin e vlerës së L-Indeksiave të limitit të stabilitetit të tensionit duhet aplikuar CPF. Në anën tjetër, CPF dërgon tërë informacionin e nevojshëm për analizen e stabilitetit të tensionit, duke e bërë kështu llogaritjen e L-Indeksave të panevojshme.

Përvoja e fituar nga ky hulumtim demonstroi në mënyrë impulsive potencialin e lartë të rrjedhës së vazhdueshme të fuqisë (CPF) si vegël për analizen e stabilitetit të tensionit si dhe superioritetin e saj ndaj L-indeks metodave të shqyrtuara këtu.

Abkürzungsverzeichnis

λ = Lambda

τ = Schrittweitenfaktor

% = Prozent

°C = Grad Celsius

kV = Kilovolt

MW = Megawatt

Hz = Hertz

km = Kilometer

p. u. = Per Unit

Abb. = Abbildung

Gl. = Gleichung

bzw. = beziehungsweise

d. h. = das heißt

z. B. = zum Beispiel

SVC = Statik Var Kompensator.

GS = Gleichstrom

GSG = Gleichstromgenerator

WS = Wechselstrom

WSÜ = Wechselstromübertragung

WSN = Wechselstromnetze

HGÜL = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung

NERC = North American Reliability Council

IEEE = Institut of Electrical and Electronics Engineers

CIGRE = International Council on Large Electric Systems

GKK = Gleichstromkurzkupplung

HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

CPFP = Continuation Power Flow Programm

GSR = Generatorspannungsregler

FACTS = Flexible-AC-Transmission-System

[6-s27] = 6 ist Nummer der Quelle, s27 ist die Nummer der Seite

V = Spannungsbetrag. Abweichend von der in Österreich gültigen Normen wird hier für „Spannung“ die Abkürzung V statt U verwendet

Inhaltsverzeichnis

Danksagung

Kurzfassung (Deutsch, English und Albanisch)

Abkürzungsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....I

Kapitel 1: Einleitung.....1

1.1 Ziel der Arbeit.....2

1.2 Struktur der Arbeit.....3

Kapitel 2: Die elektrischen Netze - wichtigste Komponenten -

Netzstrukturklassifikation.....6

2.1 Die Entwicklung von elektrischen Netzen.....6

2.2 Die wichtigsten Komponenten elektrischer Netze.....7

2.2.1 Generatoren7

2.2.2 Übertragungsleitungen.....8

2.2.3 Last.....8

2.2.4 Transformatoren.....9

2.3 Strukturen elektrischer Netze.....9

2.4 Das Verbundnetz.....11

Kapitel 3: Stabilität elektrischer Netze - Klassifizierung nach Stabilität, Stabilität

im Kontext mit Zuverlässigkeit und Sicherheit.....12

3.1 Stabilität elektrischer Netze.....12

3.2 Klassifikation der Stabilität.....13

3.2.1 Spannungsstabilität.....14

3.2.1.1 Groß-Störungs-Spannungsstabilität.....14

3.2.1.2 Klein-Störungs-Spannungsstabilität.....15

3.2.1.3 Kurzzeitige Spannungsstabilität.....15

3.2.1.4 Langzeitige Spannungsstabilität.....15

3.2.2 Rotorwinkelstabilität.....15

3.2.3 Frequenzstabilität.....16

3.3 Zuverlässigkeit und Sicherheit elektrischer Netze.....	16
3.3.1 Zuverlässigkeit elektrischer Netze.....	16
3.3.2 Sicherheit elektrischer Netze.....	17
Kapitel 4: Spannungsstabilitätsanalyse, Spannungskollaps, Blindleistungskompensation.....	19
4.1. Definitionen zur Spannungsstabilität.....	19
4.1.1 Spannungsstabilität.....	19
4.1.2 Spannungsinstabilität.....	19
4.1.3 Spannungskollaps	20
4.2 Vorfälle mit Spannungskollaps.....	20
4.3 Statische Spannungsstabilitätsanalyse.....	21
4.4 Ursachen des Spannungskollaps und Maßnahmen zur seiner Vermeidung.....	24
4.4.1 Die wichtigsten Ursachen, die zu einem Spannungskollaps führen.....	24
4.4.2 Maßnahmen zur Vorbeugung gegen Spannungsinstabilität.....	25
4.4.2.1 Maßnahmen im Verbraucher.....	25
4.4.2.2 Maßnahmen im Netz.....	25
4.4.2.3 Maßnahmen zur Erzeugung.....	25
4.5 Vermeidung vom Spannungskollaps - Verschiedene Typen von Geräten zur Blindleistungskompensation.....	26
4.5.1 Shunt-Kondensatoren.....	26
4.5.2 Statischer Var Compensator (SVC).....	30
4.5.3 Serienkondensatoren.....	31
Kapitel 5: Continuation Power Flow.....	33
5.1 Continuation Power Flow Analyse.....	33
5.2 Formulierung von „Power Flow“ Gleichungen.....	35
5.3 Prädiktorschritt.....	36
5.4 Korrektorschritt.....	39
5.5 Wahl des Continuation Parameters.....	41
5.6 Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze.....	42
5.7 Bestimmung der kritischer Knoten.....	42
5.8 Modellierungsdetails zum Continuation Power Flow.....	42
5.9 Knotentypen.....	43

5.9.1 Referenzknoten (Slack Bus).....	43
5.9.2 PQ (Lastknoten).....	43
5.9.3 PV(Generatorknoten).....	43
Kapitel 6: L-Index Methode Leitungsindex und Knotenindex.....	45
6.1.1 Leitungsindex (Blindleistung).....	45
6.1.2 Leitungsindex (Wirkleistung $L = \frac{P}{P_{\max}}$).....	48
6.2 Knotenindex-Stabilitätsindex [Kessel und Glavitsch].....	53
Kapitel 7: Veranschaulichung der Formulierung der CPF- und L-Index-Methoden anhand von einfachen Beispielen	55
7.1 Continuation Power Flow – Beispiel: 3-Knoten-Netz.....	55
7.1.1 λ -Continuation Parameter.....	55
7.1.2 V-Continuation Parameter (V3-Cont. Param.).....	56
7.2 Basisfall (2kn Netz).....	58
7.2.1 Prädiktor und Korrektor λ - Continuation Parameter.....	58
7.2.2 Prädiktor: λ - Continuation Parameter, Korrektor: V - Continuation Parameter.....	60
7.2.3 Prädiktor und Korrektor: V - Continuation Parameter.....	62
7.2.4 Prädiktor und Korrektor λ - Continuation Parameter, unterer Teil der PV-Kennlinie.....	62
7.3 L-Index Basis.....	63
7.3.1 Leitungsindex (Q).....	63
7.3.1.1 Leitungsindex: 9 Knoten-Netz.....	63
7.3.1.2 Leitungsindex: Leitung L_{54} bei 17 Knoten-Netz.....	64
7.3.2 Knoten Index.....	65
7.3.2.1 Knoten Index - Lösung: Knoten 5 bei 9kn Netz.....	65
7.3.2.2 Knotenindex - Lösung: Knoten 5 bei 17kn Netz.....	67
7.3.3 Leitungsindex durch maximale Wirkleistung $L = \frac{P}{P_{\max}}$	70
7.4 Grundalgorithmus Schematisch.....	72

Kapitel 8: Beispiele für den Ablauf der CPF-Iterationen, Umkehrungspunkte,	
 Konvergenz des Korrektors.....	74
8.1 Analyse der Umkehrungspunkte bei dem 17 Knoten-Netz im Detail.....	74
8.2 6-Knoten-Netz Lbak0562 Last 10-te bis 14-te Iteration nahe am kritischen Punkt.....	80
8.3 Lbak0562-PV 13. Iteration nahe dem kritischen Punkt.....	84
8.4 Sonderfall: 10. Iteration beim 7-Knoten-Netz.....	86
8.5 Konvergenz der Korrektoiterationen, Konvergenzbereich.....	87
8.5.1 Bestimmung des Konvergenzbereiches der Korrektor-Iterationen anhand der PV-Kurve.....	87
8.5.2 Veranschaulichung der Konvergenzbereiche und des Konvergenzverhaltens einiger Netze.....	91
8.5.3 Konvergente Korrektoiteration, prinzipielle Möglichkeiten.....	92
8.5.3.1 Möglichkeit 1, "gleichmäßige" Konvergenz.....	92
8.5.3.2 Möglichkeit 2, "schwingende" Konvergenz.....	93
8.5.4 Beispiele für konvergente Korrektoiterationen bei Wechsel von Continuation Parameter λ auf V.....	94
8.5.4.1 14-Knoten Netz.....	94
8.5.4.2 17-Knoten Netz.....	96
8.5.5 Divergenz der Korrektor-Iterationen mit V als Continuation Parameter.....	97
8.5.6 Schlussfolgerungen zum Konzept "Konvergenzbereich".....	98
8.6 Möglichkeiten des Starts der CPF Prozedur.....	99
8.6.1 Möglichkeit 1.....	99
8.6.2 Möglichkeit 2.....	99
8.6.3 Möglichkeit 3.....	100
8.7 Netzlast als Funktion der Anzahl der Iterationschritte.....	100
8.7.1 Lastfaktor λ	100
8.7.2 Leistungsbilanz als Funktion der Iterationsanzahl.....	101
8.7.3 Wirklast als Funktion der Iterationsanzahl.....	102
8.8 Schrittweitenfaktor τ	103
8.9 Schrittweitenfaktor für 8. und 11. Iteration beim 6-Knoten-Netz Lbak0562 Last.....	103
8.10 Darstellung der Ergebnisse auf dem Trigonometrischen Kreis für ein 2-Knoten Netz berechnet durch CPF-Programm.....	104

Kapitel 9: Resultate der CPF- und L-Index- Analysen.....	107
9.1 2-Knoten-Netz.....	107
9.2 3-Knoten-Netz.....	110
9.3 4-Knoten-Netz.....	112
9.4 6-Knoten-Netz Lbak0562 Last.....	115
9.5 6-Knoten-Netz Lbak0562 PV+Last.....	118
9.6 7-Knoten-Netz.....	120
9.7 9-Knoten-Netz(RLC).....	123
9.8 11-Knoten-Netz.....	126
9.9 14-Knoten-Netz.....	129
9.10 17-Knoten-Netz.....	132
9.11 Kommentare der Ergebnisse.....	135
Kapitel 10: Veranschaulichung der Spannungsstabilität durch die Neigung der Tangentenvektorkomponente.....	139
10.1 Tangenten mit Lambda und V als Continuation Parameter.....	139
10.1.1 Lambda als Continuation Parameter.....	139
10.1.2 Spannung V als Continuation Parameter.....	140
10.2 Vergleich der Tangentenvektoren bei Berechnung mit dem CPF-Programm und bei direkter Berechnung.....	141
10.2.1 3., 13. und 14. Iteration mit Continuation-Parameter Lambda.....	141
10.2.2 15., 17. und 19. Iteration mit Continuation-Parameter Spannung.....	143
10.2.3 20., 25. und 32. Iteration mit Continuation-Parameter Lambda.....	144
10.3 Verlauf des Quotienten aus größter (negativer) Spannungstangentenvektor- komponente und Lambda Tangentenvektorkomponente.....	146
Kapitel 11: Zusammenfassung.....	149
Literaturverzeichnis.....	152

Kapitel 1

Einleitung

Die kontinuierliche Erhöhung des Energiebedarfs und die immer größer werdenden Anforderungen der elektrischen Geräte nach mehr Energie, wie zum Beispiel Klimaanlage, führen dazu, dass das elektrische Netz auf Reserven zurückgreifen muss, um die benötigte Energie liefern zu können. In so einem Zustand können Spannungskomplikationen auftreten. Da in jüngster Vergangenheit weltweit bereits einige Male Spannungskollapse aufgetreten sind, ist es gegenwärtig von großer Wichtigkeit, die Spannungs-Stabilität in einem elektrischen Netz gründlich zu analysieren.

Der wichtigsten Faktoren, die das elektrische Netz zur Spannungsinstabilität bzw. zu einem Spannungskollaps führen können, sind die Last und ein Blindleistungsmangel.

Die Spannungsstabilität wird definiert als die Fähigkeit eines elektrischen Netzes, akzeptable Spannungen in allen Knoten unter normalen Betriebsbedingungen und, im Rahmen der n-1 Sicherheit, auch nach Störungen zu halten [6]. Eine spezielle Eigenschaft elektrischer Energienetze ist es, dass die Knotenspannungen bei zunehmender Leitungsbelastung progressiv abnehmen und nach Erreichen eines gewissen Minimalwertes (Spannungsstabilitätsgrenze) kollabieren. In diesem Sinne ist ein elektrisches Energienetz dann als spannungsstabil zu betrachten, wenn es auch nach Auftreten von Störungen einen ausreichenden Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze beibehält.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist der Vergleich einiger Methoden zur Untersuchung der Spannungsstabilität elektrischer Energienetze sowohl in Theorie als auch in praktischer Anwendung. Folgende Verfahren werden betrachtet:

Continuation Power Flow. Continuation Power Flow-Techniken werden als Werkzeuge benutzt, um die Spannungsstabilität zu analysieren. Anhand von erzeugten Lösungen durch das Continuation Power Flow Programm können die Spannungen an jedem Knoten ausgelesen werden. Dadurch ist es möglich herauszufinden, für welchen Wert der Last

bestimmte Leitungen bzw. Knoten in Gefahr sind. Nach dem es möglich ist festzustellen, setzen, um einen Spannungskollaps zu verhindern oder Maßnahmen einzuleiten, welche die Spannung innerhalb der notwendigen Grenze (0.95, 1.05) halten.

L-Index Methoden. Auch die L-Index Methoden wie zum Beispiel die Leitungsindex- oder Knotenindex-Methoden werden als Werkzeuge eingesetzt, um die Spannungsstabilität in einem elektrischen Netz zu analysieren. Die aus dem Continuation-Power-Flow-Programm gewonnenen Resultate werden im vorliegenden Ansatz dazu verwendet, um den Leitungs- bzw. Knotenindex zu bestimmen.

Als Spannungsstabil gelten theoretisch die Leitungen bzw. die Knoten, die einen Leitungs- bzw. Knotenindex im Bereich von (0-0.6-0.9) haben. Als kritischer Bereich der Spannungsstabilität wird der Bereich nahe 1.0 bezeichnet. Bei Leitungen bzw. Knoten mit einem L-Index > 1.0 kommt es in der Realität sicher zum Spannungskollaps.

1.1 Ziel der Arbeit

Die Arbeit umfasst folgende Ziele:

- Erstellen einer Software zur Berechnung der Lastflüsse und zur Untersuchung der Spannungsstabilität elektrischer Energienetze mittels Continuation-Power-Flow-Methode
- Basierend auf den Resultaten der Lastflussanalyse – Untersuchung der Spannungsstabilität mit Hilfe dreier unterschiedlicher Methoden, nämlich Zweig-L-Index- und Knoten-L-Index- Methode, sowie Wirkleistungs- L-Index- Methode.
- Vergleich der Methoden hinsichtlich ihrer Fähigkeit, die Spannungsstabilitätsgrenze hinreichend genau abschätzen zu können.
- Gewinnen praktischer Erfahrungen bei der Anwendung der Continuation-Power-Flow-Methode auf mehrere Testnetze. Insbesondere Untersuchung der numerischen Stabilität und der Konvergenzeigenschaften dieser Methode.

Das Continuation Power Flow (CPF) Verfahren ist ein Iterationsprozess, bestehend aus Prädiktor- und Korrektorschritten. In jedem CPF-Iterationsschritt werden die Wirk- und Blindlasten des Netzes um einen bestimmten Prozentsatz der Basislast erhöht. Anschließend werden ebenso wie bei der konventionellen Lastflussrechnung die Spannungsbeträge und Spannungswinkel der Netzknoten bestimmt. Der Verlauf der Spannungsbeträge als Funktion der Netzlast liefert Information über die Spannungs-Stabilitätsgrenze, bzw. jene Netzlast, bei deren Überschreitung der Spannungskollaps erfolgt. Eine spezielle Eigenschaft des CPF-Verfahrens ist, dass es Lösungen des Lastflussproblems auch für instabile Netzzustände, bei

welchen die konventionelle Lastflussrechnung divergiert, liefert. Gerade diese Eigenschaft ermöglicht die genaue Bestimmung der Stabilitätsgrenze des Netzes.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Continuation Power Flow Programm entwickelt, und in MATLAB realisiert.

Das Programm verarbeitet folgende Netzparameter:

- Generatoren – G ; Wirklasten – P; Blindlasten – Q;
- Leitungen enthalten Resistenz – R; Induktivität – L; Kapazität – C;
- Transformatoren ohne und mit Stufenschalter
- Fremdnetze

1.2 Struktur der Arbeit

Diese Arbeit besteht aus 11 Kapiteln. Die einzelnen Kapitel sind, wie folgt, organisiert:

Kapitel 2: Das zentrale dieses Kapitels sind die elektrischen Netze. Zuerst wird ein Überblick über die historische Entwicklung der elektrischen Netze gegeben. Danach wird kurz auf die Modellierung der wichtigsten Komponenten, nämlich Generatoren, Übertragungsleitungen, Lasten und Transformatoren eingegangen. Die Struktur elektrischer Netze (Übertragungs- und Verteilungsnetz) ist Thema des folgenden Unterkapitels. Zuletzt werden die Vor- und Nachteile der Verbundnetze besprochen.

Kapitel 3: Dieses Kapitel ist primär der Stabilität der elektrischen Netze gewidmet. Am Anfang werden Definitionen der Stabilität elektrischer Netze gegeben.

Danach erfolgt eine Klassifikation der Stabilität von elektrischen Netzen:

- Spannungsstabilität,
- Rotorwinkelstabilität und
- Frequenzstabilität.

Am Ende des Kapitels wird auf den Zusammenhang zwischen Stabilität sowie Zuverlässigkeit und Sicherheit elektrischer Netze eingegangen.

Kapitel 4: Zuerst werden Definitionen zu Spannungsstabilität und Spannungskollaps gegeben. Danach wird das Prinzip der Spannungsstabilitätsanalyse behandelt. Im Anschluss daran werden die wichtigsten Aspekte der Spannungsstabilität gesprochen, nämlich:

- Die Ursachen, die zu einem Spannungskollaps führen
- Maßnahmen zur Vorbeugung gegen Spannungskollaps

Am Ende des Kapitels werden die wichtigsten Blindleistungskompensationsgeräte und ihr Einfluss auf des Stabilitätsverhalten des Netzes behandelt, und zwar:

- Shunt Kondensator
- Statischer Var Kompensator (SVC)
- Serienkondensator

Kapitel 5: Dieses Kapitel beschäftigt sich mit dem theoretischen Teil des Continuation Power Flow. Am Anfang des Kapitels wird die Formulierung der “Continuation Power Flow” Gleichungen dargelegt. Außerdem werden der Prädiktorschritt (geschätzte Lösung) und Korrektorschritt (Korrigieren der geschätzten Lösung) besprochen. Weiters behandelt das Kapitel die „Wahl des Continuation Parameters“, die „Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze“ und die „Bestimmung kritischer Knoten“. Am Ende des Kapitels werden Modellierungsdetails sowie die Knotentypen (Slack, PQ-, und PV-Knoten) besprochen.

Kapitel 6: Dieses ist den L-Index Methoden gewidmet. Am Anfang des Kapitels wird ein Leitungsindex, welcher sich aus dem Leitungs- Blindleistungsfluss ergibt, behandelt. Das Netz bleibt stabil, solange der Index jeder Leitung den Wert 1 nicht überschreitet. Ferner wird eine zweite Variante des Leistungsindex angegeben, welche durch die maximale Wirkleistungsübertragung der Leitung bestimmt ist.

In einem weiteren Unterkapitel wird der Knotenindex behandelt. Er wird für alle Lastknoten berechnet. Knoten, die einen Index L kleiner als 1 haben, sind spannungsstabil.

Kapitel 7: In diesem Kapitel werden Theorie und Implementierungsdetails des Continuation Power Flow anhand eines 2- und 3-Knoten Netzes behandelt. Ferner wird die praktische Anwendung der Gleichungen des Wirk- und Blindleistungs-Leitungs-L-Index und des Knoten-L-Index anhand von 2 Netzen erläutert. Für den Knoten-L-Index wird eine modifizierte vereinfachte Formulierung verwendet. Der Ablauf der CPF-Analyse wird mittels Flussdiagramm veranschaulicht.

Kapitel 8: Am Anfang dieses Kapitels wird der Verlauf der CPF-Analyse für ein 17-Knoten Testnetz erläutert (Wechsel von Continuation Parameter λ auf V und nach dem

Umkehrpunkt der PV-Kurve von V zurück auf λ . Anhand eines weiteren Testnetzes werden die Korrektor-Iterationen im Bereich des kritischen Punktes behandelt, wobei veranschaulicht wird, dass bei ungünstiger Wahl der Korrektor-Schrittweite die Gefahr der Divergenz des Korrektors besteht.

Anschließend wird der "Konvergenzbereich" für die Korrektoriterationen definiert. Damit ist es möglich, bereits am Beginn des Korrektorschritts abzuschätzen, ob Konvergenz zu erwarten ist oder nicht, bzw. ob Maßnahmen zur Konvergenzverbesserung (z.B. Reduktion der Prädiktorschrittweite) erforderlich sind. Die prinzipiellen Anwendungsmöglichkeiten des Konvergenzbereichs werden an Hand von einigen praktischen Beispielen erläutert.

Weiters werden mehrere Möglichkeiten des Startes der CPF-Analyse aufgezeigt.

Am Ende des Kapitels wird der Einfluss der Wahl des Schrittweitenfaktors τ auf den Verlauf der Korrektor-Iterationen erklärt.

Kapitel 9: Resultate von Spannungsstabilitätsanalysen werden präsentiert. Die Spannungsbeträge und Spannungswinkel werden lastabhängig für alle mittels CPF gerechneten Netze (von 2 Knoten bis 17 Knoten) graphisch dargestellt. Zusätzlich werden auch die Leitungs- und Knotenindizes lastabhängig dargestellt.

Kapitel 10: Dieses Kapitel ist der Analyse der Entwicklung des Tangentenvektors während der CPF-Iterationen gewidmet. Dabei wird der Verlauf der Tangentenneigung (gemessen in Grad) über dem Quotienten aus Lambda-Tangentenvektorkomponente und maximaler Spannungs-Tangentenvektorkomponente dargestellt. Dieser dient neben der klassischen PV-Kurve als zusätzlicher Indikator für das Spannungs-Stabilitätsverhalten des untersuchten Systems.

Kapitel 11: Enthält die Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit.

Kapitel 2

Die elektrischen Netze - wichtigste Komponenten - Netzstrukturklassifikation

2.1 Die Entwicklung von elektrischen Netzen

Das erste komplette elektrische Netz (bestehend aus Generator, Kabel, Sicherungen und Last) wurde von Thomas Edison in der historischen „Perle“ Straße in New York entwickelt, das im Jahre **1882** in Betrieb gegangen ist. Dies war ein Gleichstromnetz, bestehend aus einer Dampfmaschine angetrieben mit Gleichstromgenerator, das 59 Kunden in einem Gebiet etwa 1.5 km im Radius mit Strom versorgte. Die Last, die vollständig für Glühlampen verwendet wurde, wurde bei 110V durch unterirdische Kabel geliefert. Um die Transmissionsleistungsverluste RI^2 und Spannungsabfälle auf ein akzeptables Niveau zu halten, soll das Spannungsniveau für lange Distanzen von Leistungsübertragungen hoch sein. Mit der Entwicklung des Transformators und der Wechselstromübertragung (WSÜ) von L. Gaulard und JD Gibbs von Paris wurde es möglich, auch Wechselstromnetze (WSN) zu verwenden. Im Jahre **1889** wurde die erste Wechselstromübertragungsleitung in Nordamerika errichtet. Es war eine einphasige Übertragungsleistung mit 4.000 V über eine Entfernung von 21 km.

Mit der Entwicklung des Mehrphasen-Systems von Nikola Tesla, wurde das Wechselstrom-System noch attraktiver. Bis 1888 hielt Nikola Tesla einige Patente auf Wechselstrommotoren, Generatoren und Übertragungssysteme. Die erste Drei-Phasen-Leitung wurde im Jahre **1893** in Nordamerika in Betrieb genommen, Spannung 2300V, 12km Länge, und zwar in Südkalifornien. In der früheren Phase der Wechselstrom-Energieübertragung war die Frequenz nicht standardisiert, folglich waren viele verschiedene Frequenzen im Einsatz, nämlich 25, 50, 60, 125 und 133Hz.

Der steigende Bedarf an Übertragung größerer Mengen von Energie über längere Distanzen erforderte schrittweise höhere Spannungsebenen zu verwenden. Die früheren elektrischen WS-Netzen wurden mit 12, 44, 60 kV betrieben. Die Spannungen stiegen später auf 165kV(1922), 220kV (1923), 287kV (1935), 330kV 1953, 500kV(1965). [6-s3]

Im Jahre **1954** wurde in Schweden die erste moderne Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) in Betrieb gesetzt. Sie wurde mit 100kV auf einer Strecke von 100 km betrieben.

Im Jahre **1957** wurden Blöcke mit 90 MW Dampfturbinen-Kapazität, installiert. Heutzutage sind die Blöcke mit 1312 –MW Dampfturbinen-Kapazität in Betrieb.

Die Zukunftstechnologien für die Kernkraftwerke sind auf Sicherheit und Umweltfragen konzentriert.

Im Jahre **1970** entstand die erste Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung in USA. Sie wurde mit ± 400 kV auf einer Strecke von 1360 km betrieben. [18-s12]

2.2 Die wichtigsten Komponenten elektrischer Netze

Spannungsinstabilität kann von verschiedenen Faktoren beeinflusst werden. Generatoren, Übertragungsleitungen, Lasten und Transformatoren sind in diesem Zusammenhang die wichtigsten Komponenten der elektrischen Netze. [4]

2.2.1. Generatoren

Die Modellierung von Generatoren hat einen wesentlichen Einfluss auf die Genauigkeit der Resultate von Stabilitätsanalysen. Für Spannungsstabilitätsuntersuchungen ist es in der Regel ausreichend, den Generator als starre EMK (Polradspannung) und synchrone Reaktanz darzustellen. Von Bedeutung ist ferner, den Effekt der Spannungsregelung zu berücksichtigen. [8] Die größten Generatoren besitzen derzeit Leistungen von 1500MW[9-s4]

In den hier vorgenommenen Analysen wurde stets vorausgesetzt, dass Generatorreaktanzen gegenüber Transformator- und Netzimpedanzen vernachlässigbar sind. Dadurch ist es möglich, Generatoren mittels PV-Knoten (Vorgabe von Wirkeinspeisung und Klemmenspannung) zu modellieren.

2.2.2 Übertragungsleitungen

Eine Übertragungsleitung wird durch vier Parameter charakterisiert:

Serienwiderstand R

Parallelleitwert G

Serieninduktivität L und

Parallelkapazität C : [6-s200]

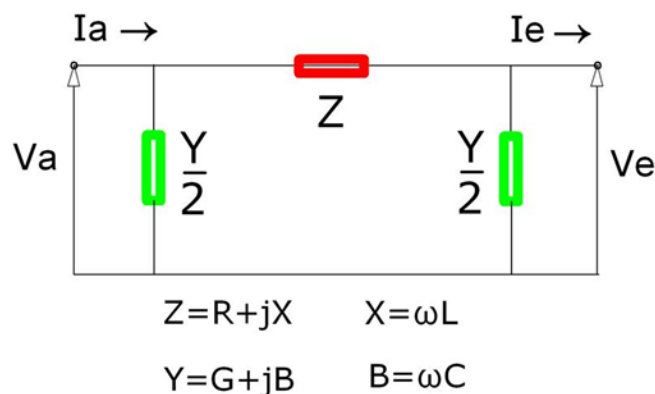


Abb. PI Elements (Schaltung) einer Übertragungsleitung

Leitungen werden meistens als PI-Elemente modelliert. In der Mittel- und Niederspannungsebene können Querelemente vernachlässigt werden. Leitungen, die länger als 200 km sind, müssen durch eine Kette von PI-Elementen dargestellt oder durch Leitungsgleichungen mit nicht-diskreten Leitungsparametern modelliert werden.

2.2.3 Last

Die Lastcharakteristik hat bedeutenden Einfluss auf das Stabilitätsverhalten des Systems. Für Spannungsstabilitätsuntersuchungen finden statische Lastmodelle Verwendung, und zwar konstante Leistung, konstanter Strom oder konstante Impedanz. Lastmodelle können ferner Polynomfunktionen mit dem Spannungsbetrag als Parameter enthalten. [4-s3]

Allgemein wird die Lastcharakteristik in der Spannungsstabilitätsanalyse durch eine Funktion modelliert, welche die Wirk- und Blindleistung durch die Parameter Spannungsbetrag V sowie durch eine unabhängige Variable λ , welche Laständerungs-Parameter genannt wird, ausdrückt:

$$P = P(\lambda, V) \quad Q = Q(\lambda, V)$$

Dieses Modell erfordert die Bestimmung der Korrelation zwischen Last (P, Q) und Spannung. Im Konstant-Leistungsmodell ist der Spannungsparameter V nicht enthalten. Theoretische

Überlegungen zeigen, dass **spannungsunabhängige Lasten hinsichtlich Spannungsstabilität den kritischsten Lastfall** darstellen [2]. Aus diesem Grund kommt in den vorliegenden Analysen ausschließlich dieses Modell zum Einsatz.

2.2.4 Transformatoren

Transformatoren werden in der Lastfluss- und Spannungsstabilitätsanalyse ebenso wie Leitungen mittels PI-Ersatzschaltung nachgebildet. Spannungsregelungscharakteristiken werden mittels eines idealen Transformators mit dem Übersetzungsverhältnis a , das dem PI-Element in Kette geschaltet ist, modelliert [2][9].

2.3 Strukturen elektrischer Netze

Man unterscheidet im Prinzip Übertragungs- und Verteilungsnetze. Höchstspannungsnetze (in Westeuropa 230kV- und 400kV- Nennspannung, in Osteuropa und Übersee auch höher) übernehmen die Übertragungsfunktion. Hochspannungsnetze (110kV, 60kV) haben Energieübertragung, in zunehmendem Ausmaß auch Energieverteilung zur Aufgabe. Mittelspannungsnetze (unter 60kV bis 10kV) sowie Niederspannungsnetze sind reine Verteilungsnetze [9-s6]. Bezüglich weiterer Information über Typen und Aufgaben der Netze, Umspannwerke und Netzstationen wird auf Literatur verwiesen: [27], [33], [42], [43], [47], [48]

In Höchst- Hoch- und Mittelspannungsnetzen können Spannungsstabilitätsprobleme weit reichende Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben, weshalb in die Netzsicherheitsanalyse dieser Netze Spannungsstabilitätsuntersuchungen inkludiert sein sollten [8-s5].

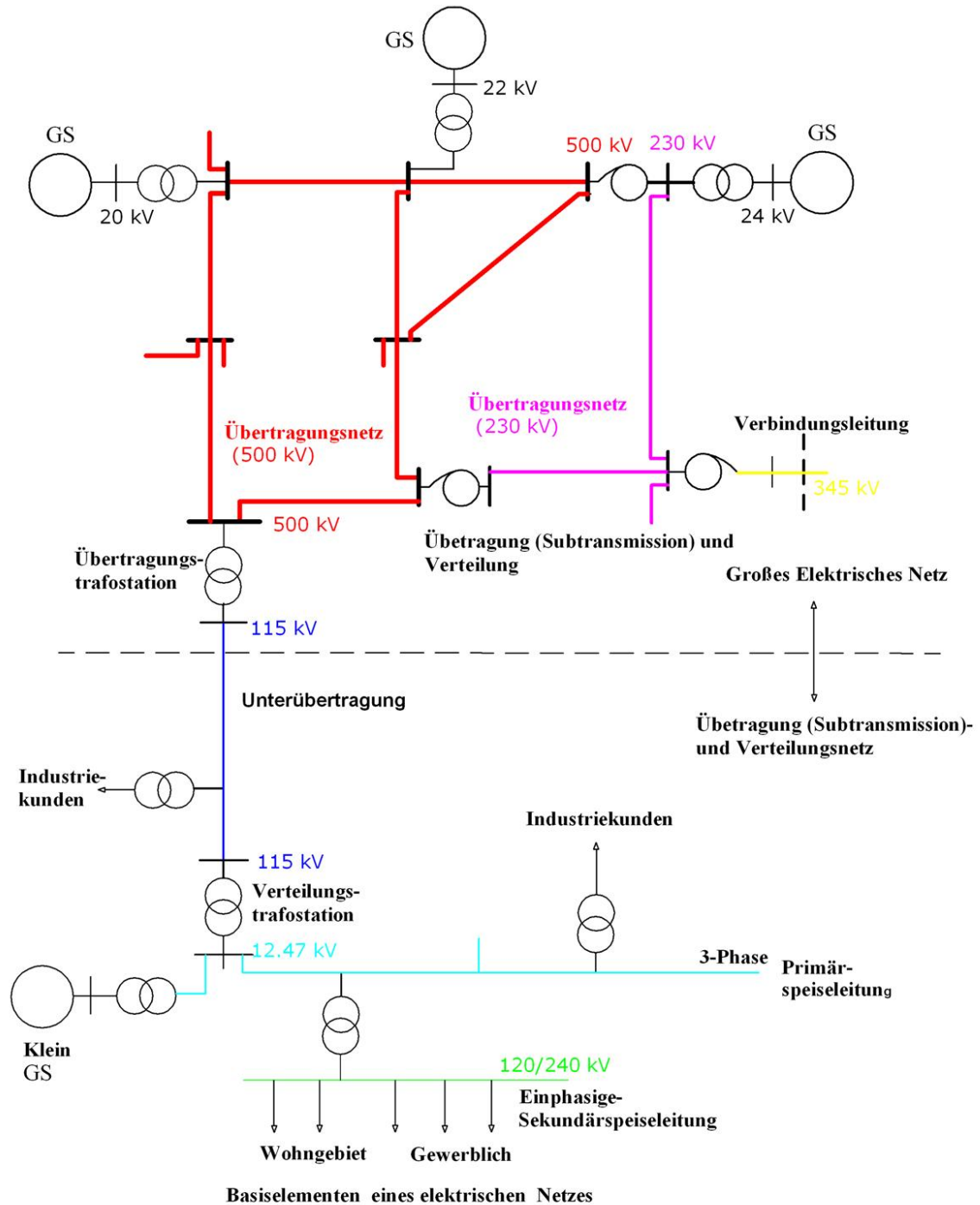


Abb. 2.3.3 Basiselemente eines elektrischen Netzes

2.4 Das Verbundnetz

Die meisten Höchstspannungsnetze West-, Süd- und Zentraleuropas sind zu einem galvanisch gekoppelten Verbundnetz zusammengeschlossen. Nordeuropäische Netze nehmen an diesem Verbund mittels Gleichstromkurzkupplungen (GKK) oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) teil.

Durch ein Verbundnetz ergeben sich folgende Vorteile:

- ✓ das Energienetz wird stabiler, da so Über- und Unterkapazitäten abgefangen werden bzw. sich ausgleichen können.
- ✓ durch Leistungsaustausch können Lastschwankungen kurzfristig besser ausgegletzt werden als nur durch Regelung der Kraftwerke,
- ✓ Das Verbundnetz kann bei einer gegebenen Risikostufe mit einer geringen Reserve, als im Fall ohne Vernetzung, betrieben werden.
- ✓ Wenn ein Kraftwerk ausfällt, so verändert sich die Frequenz des Netzes nicht zu stark nach unten. (Wenn die Frequenz kleiner als 47.5 Hz wird, schalten sich automatisch Kraftwerksblöcke vom Netz. [46]).
- ✓ die Betriebskosten können ohne Sicherheitseinbußen verringert werden. [45]
- ✓ Der Verbund ermöglicht die verstärkte Nutzung ökologischer Stromquellen mit volatiler Erzeugung.
- ✓ Für die Kunden können sich wegen der Auswahlmöglichkeit aus einer größeren Anzahl von Anbietern wirtschaftliche Vorteile ergeben.

Allerdings können unkontrollierte Leistungsflüsse zwischen und innerhalb der Verbundnetze Spannungsstabilitätsprobleme bewirken, weshalb für die Betriebsplanung der Verbundnetze einer Spannungsstabilitätsanalyse besondere Bedeutung zukommt.

Kapitel 3

Stabilität elektrischer Netze - Klassifizierung nach Stabilität, Stabilität im Kontext mit Zuverlässigkeit und Sicherheit

3.1 Stabilität elektrischer Netze

In einem elektrischen Netz muss die Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie jederzeit ausgeglichen sein. Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie Engpässe in der Energieübertragung, z.B. hervorgerufen durch Unterbrechung wichtiger Leitungen infolge von Störungen oder Fehlschaltungen, können Stabilitätsprobleme und damit verbunden Versorgungsunterbrechungen verursachen. [41-s1]

Im Folgenden werden einige allgemeine Definitionen des Begriffs Stabilität angeführt.

Stabilität eines elektrischen Netzes ist seine Fähigkeit, ausgehend von normalen Betriebsbedingungen, nach Auftreten einer Störung in einen neuen stationären Betriebszustand überzugehen. [23]

Carson W. Taylor behauptet bezüglich der Stabilität: „Vielleicht kann ich die Stabilität nicht definieren, aber ich kenne sie wenn ich sie sehe“ [8-s13]

Gemäß Edward W. Kimbark ist Stabilität eines elektrischen Wechselstromnetzes ein Zustand in dem die verschiedenen Synchronmaschinen des Netzes synchron bleiben. Umgekehrt bezeichnet Instabilität den Verlust des Synchronismus. [30]

Stabilitätsprobleme gemäß den oben genannten Definitionen lassen sich unter dem Begriff **Rotorwinkelstabilität** zusammenfassen. Ein weiterer Typ von Stabilitätsproblemen tritt bei hoher Netzlast, insbesondere bei Blindleistungsmangel, aber auch nach Unterbrechung hoch belasteter Leitungen auf und äußert sich in Netzzusammenbruch durch Spannungskollaps. [3-s3] Phänomene dieser Art werden dem Begriff Spannungsstabilität zugeordnet.

Damit ein elektrisches Netz stabil bleibt, müssen Spannungsbeträge, Spannungswinkel und die Frequenz jederzeit innerhalb von Toleranzen bleiben. Toleranzabweichungen können erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit der Verbraucher haben: Wenn die Spannung um 10-15% abfällt oder die Netzfrequenz sich nur um wenige Hertz verringert, können Störungen bei Antrieben auftreten. Ferner müssen bei Frequenzreduktionen um mehr als 1,5 Hz in der Regel Generatoren abgeschaltet werden.

Daher müssen Toleranzabweichungen ausregelbar sein oder sich selbsttätig ausregeln. Letzteres gilt insbesondere nach Auftreten von Pendelungen bei Synchronmaschinen. Eine weitere Voraussetzung für stabilen Netzbetrieb ist eine ausreichende Reserve an Leitungskapazität und an Blindleistung. [22-s4]

3.2 Klassifikation der Stabilität

Die Analyse des Stabilitätsproblems, d. h. die Identifizierung der wesentlichen Faktoren, die zu Instabilität beitragen, und die Entwicklung von Verfahren zur Verbesserung des stabilen Betriebes werden durch die Einstufung der Stabilität in entsprechende Kategorien sehr erleichtert.

Die Klassifizierung der Netzstabilität basiert auf folgenden Betrachtungen,

- Die physikalische Natur der resultierenden Instabilität
- Die Größe der Störung
- Die Geräte, Prozesse und die Zeitspanne um die Stabilität zu beurteilen.
- Entwicklung geeigneter Methoden zur Berechnung und Vorhersage der Stabilität.

[23] [6-s35]

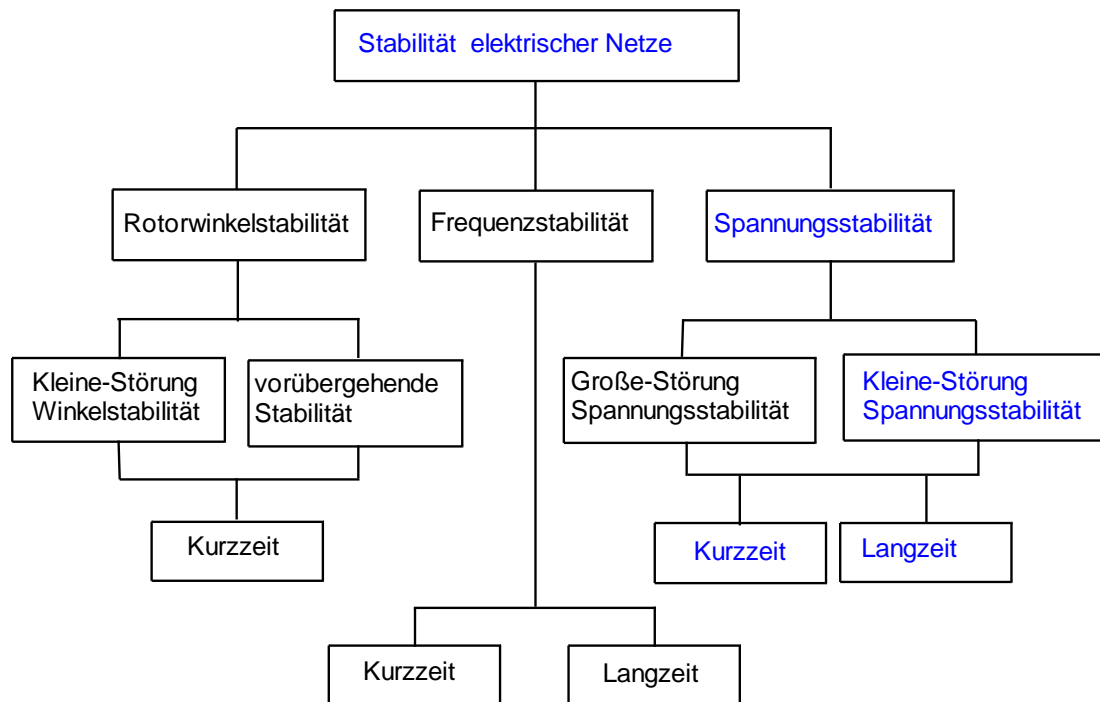


Abb.3.1.1 Klassifikation von Stabilitätsproblemen elektrischer Netze

3.2.1 Spannungsstabilität

Spannungsstabilität bezieht sich auf die Fähigkeit eines elektrischen Netzes, unter normalen Arbeitsbedingungen sowie nach Störungen, stabile Spannungen in alle Knoten zu erhalten. Spannungsinstabilität kann sich durch schnell oder langsam ablaufende physikalische Phänomene auswirken. [16- s403]

Spannungsstabilität wird in vier Kategorien unterteilt:

- Groß-Störungs-Spannungsstabilität
- Klein-Störungs-Spannungsstabilität
- Kurzzeitige Spannungsstabilität
- Langzeitige Spannungsstabilität

3.2.1.1 Groß-Störungs-Spannungsstabilität

Bezieht sich auf die Fähigkeit des Netzes, stabile Spannungen nach größeren Störungen, wie z. B. Netzstörungen, Schaltungen, oder Verlust von Erzeugungseinheiten, zu halten. Diese Fähigkeit wird durch die Eigenschaften des elektrischen Netzes, die Lastcharakteristik, die

Wechselwirkung von kontinuierlichen und diskreten Regelvorgängen und die Eingriffsmaßnahmen des Lastverteilers bestimmt. Der Zeitbereich beträgt wenige Sekunden bis zu zehn Minuten. [4-s1]

3.2.1.2 Klein-Störung-Spannungsstabilität:

Umfasst die Fähigkeit eines elektrischen Netzes, die Spannungen nach kleinen Störungen auszuregeln wie zum Beispiel inkrementelle Änderungen der Netzlast. Das Stabilitätsverhalten wird durch dieselben Mechanismen wie oben bestimmt. [6-s32]

3.2.1.3 Kurzzeitige Spannungsstabilität (Short Term):

ist mit dem Entwurf und den Einstellungen der automatischen Generatorspannungsregler (GSR) und anderer Spannungsregler wie Statische Var Kompensatoren (SVC) verbunden. [16- s403]

3.2.1.4 Langzeitige Spannungsstabilität (Long Term):

Wird nach einer großen Störung - auch Spannungskollaps genannt - und einen anschließenden Prozess der Lastwiederherstellung oder des Lastwechsels **von langer Dauer** charakterisiert. Der Zeitrahmen umfasst 0,5 bis 30 Minuten. [13]

3.2.2 Rotorwinkelstabilität

Unter Rotorwinkelstabilität versteht man die Fähigkeit der Synchronmaschinen im Netz, nach einer großen oder kleinen Störung in Synchronismus zu bleiben. Dadurch kann das Gleichgewicht zwischen elektromagnetischem Drehmoment und mechanischem Drehmoment an jeder Synchronmaschine im Netz erhalten bzw. wiederhergestellt werden.

Durch Leistungs- und Frequenzschwankungen in einigen Generatoren werden Stabilitätsprobleme hervorgerufen, was zum Verlust des Synchronismus führen kann.

Klein-Störungs-Rotorwinkelstabilität besteht in der Fähigkeit von Generatoren, den Synchronismus nach einer kleinen Störung aufrecht zu erhalten. Dieses Verhalten läßt sich durch Linearisierung der Systemgleichungen studieren.

Groß-Störungs-Rotorwinkelstabilität wird als transiente Stabilität bezeichnet und entspricht der Fähigkeit von Generatoren, den Synchronismus nach einer großen Störung, wie zum Beispiel nach Kurzschlüssen oder Ausfällen von wichtigen Übertragungsleitungen, aufrecht zu erhalten. [16-s403]

3.2.3 Frequenzstabilität

Das grundlegende Ziel der Frequenzregelung ist es, die Balance zwischen den einzelnen Lastbereichen und der Erzeugung aufrecht zu halten. Das wird erreicht, wenn die zugehörigen Regelaktionen folgende Parameter berücksichtigen:

- Frequenz am geplanten Wert. (Sollwert)
- Netz- Austauschleistung mit benachbarten Gebieten zu festgelegten Werten.

In einem Verbundnetz erfolgt die Ausregelung von Frequenzabweichungen zuerst durch die Primärregelung, an der sämtliche Regelgeneratoren des Netzes beteiligt sind; anschließend durch die Sekundärregelung, wobei die Abweichung vom Sollwert der Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausschließlich in der betroffenen Regelzone ausgeregelt wird. Danach sind Sollfrequenz und Übergabeleistungssollwerte zwischen den Regelzonen wieder hergestellt. [6-s606]

3.3 Zuverlässigkeit und Sicherheit elektrischer Netze

3.3.1 Zuverlässigkeit elektrischer Netze

Die Zuverlässigkeit elektrischer Netze bezeichnet die Fähigkeit elektrischer Netze, ausreichende Versorgung mit elektrischer Energie mit wenigen Unterbrechungen über einen längeren Zeitraum zu sichern.

Damit ein elektrisches Netz zuverlässig ist, darf es nur kurzzeitig den sicheren Betriebszustand verlassen. Stabilität ist dabei ein wesentliches Kriterium der Netzsicherheit.

NERC (North American Reliability Council) definiert Zuverlässigkeit folgendermaßen:

„ Reliability, in a bulk power electric system, is the degree to which the performance of the elements of that system results in power being delivered to consumers within accepted standards and in the amount desired. The degree of reliability may be measured by the frequency, duration, and magnitude of adverse effects on consumer service“[23].

Kosten und Wirtschaftlichkeit spielen eine große Rolle bei der Anwendung der Zuverlässigkeitskonzepte und ihrer technischen Realisierung.

Die beiden Aspekte einer relativ kostengünstigen elektrischen Energieversorgung bei gleichzeitig hoher Zuverlässigkeit stehen oft in direktem Widerspruch zu einander und stellen Betriebsführend und Planer von Netzen vor eine Reihe von herausfordernder Probleme.

Das allgemeine Planungsproblem bei elektrischen Netzen besteht im Vergleich zwischen verschiedenen Alternativen für die Netzentwicklung basierend auf Netzkosten. Die sozioökonomischen Verluste in Form von Kundenkosten sinken, wenn sich die Zuverlässigkeit erhöht. [17],[24-s12,s443]

3.3. 2 Sicherheit elektrischer Netze

„Die Sicherheit eines elektrischen Netzes bezieht sich auf den Grad des Risikos von störungsbedingten Versorgungsunterbrechungen. Sie ist also ein Maß für die Robustheit des Systems, Störungen zu widerstehen.

NERC (North American Reliability Council) definiert die Sicherheit:

” Sicherheit ist die Fähigkeit des Netzes plötzlichen Störungen, wie Kurzschlüssen oder unerwartetem Verlusten von Netzkomponenten, zu widerstehen". [35]

Für die Sicherheit elektrischer Netze werden normalerweise vier Betriebszustände definiert: Normal, Verletzbar, Gestört und Wiederaufbau sowie die Übergänge zwischen den entsprechenden Zuständen. [17],[40]

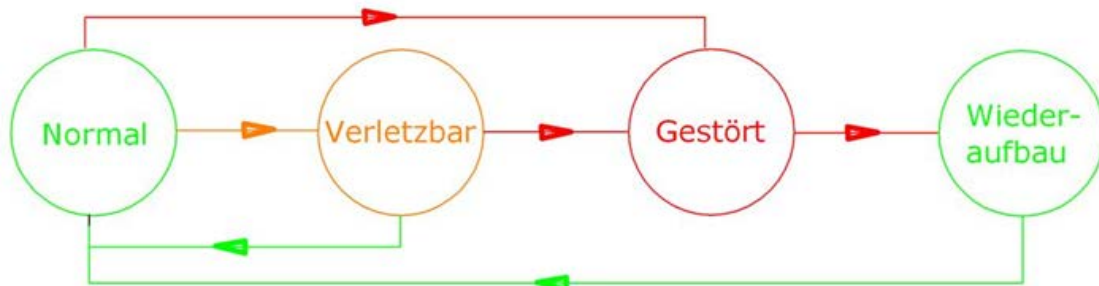


Abb. 3.3.2 Zustände eine Energienetzes

Stabilität elektrischer Netze- Klassifizierung nach Stabilität, Stabilität im Kontext mit Zuverlässigkeit und Sicherheit

Die Sicherheit der Netze ist zwar eng mit der Stabilität verbunden, kann sich aber von der Stabilität im Bezug auf die resultierenden Konsequenzen unterscheiden. Z. B können zwei elektrische Netze stabil mit gleichem Stabilitätslimit sein, aber eines der Netze kann relativ sicherer sein, weil die Folgen der Instabilität geringer sind. [23]

Ein elektrisches Netz ist sicher wenn:

- die Erzeugungskapazität größer als die Last ist.
- die Übertragungselemente nicht überlastet werden.
- die Spannungen in alle Knoten innerhalb der Grenze liegen.
- das Netz in der Lage ist, Generatorausfällen standzuhalten.
- das Netz in der Lage ist, Verluste von Übertragungsleitungen hintanzuhalten.
- es die Stabilität bei Kurzschlüssen nicht verliert. [31]

Kapitel 4

Spannungsstabilitätsanalyse, Spannungskollaps, Blindleistungskompensation

4.1. Definitionen zur Spannungsstabilität

4.1.1 Spannungsstabilität:

Nach der IEEE wird die Spannungsinstabilität wie folgt definiert:

„Spannungsstabilität ist die Fähigkeit des Netzes, die Spannung zu halten, so dass sich bei Erhöhung der Lastadmittanz auch die Wirklast erhöht, wobei sowohl Last als auch Spannung regelbar sind“. [32]

„Spannungsstabilität ist die Fähigkeit eines elektrischen Netzes, akzeptable Spannungen in allen Knoten unter normalen Betriebsbedingungen und nach Störungen zu halten.“

Kriterium für die Spannungsstabilität ist, dass in einem bestimmten Betriebszustand des elektrischen Netzes der Spannungsbetrag eines jeden Knotens zunimmt, wenn die injizierte Blindleistung im gleichen Knoten zunimmt. Das Netz ist spannungsinstabil, wenn mindestens in einem Knoten im Netz der Spannungsbetrag abnimmt, wenn die injizierte Blindleistung im gleichen Knoten zunimmt. [6-s27,s973]

4.1.2 Spannungsinstabilität

Nach der CIGRE wird die Spannungsinstabilität so definiert:

„Spannungsinstabilität äußert sich in einer unkontrollierbaren progressiven Verminderung (oder Erhöhung) der Spannung“. (Sinngemäße Übersetzung aus dem Englischen). [32]

Gemäß [8] lautet die Definition der Spannungsinstabilität (auf eine Übersetzung aus dem Englischen wird verzichtet): Instability: having crossed the maximum deliverable power limit, the mechanism of load power restoration becomes unstable, reducing instead of increasing the power consumed. This mechanism is the heart of voltage instability.

4.1.3 Spannungskollaps:

Nach IEEE wird Spannungskollaps definiert:

„Spannungskollaps ist der Prozess, durch den Spannungsinstabilität zu Verlust der Spannung in einem wesentlichen Teil des Netzes führt.“ [32]

Die wichtigste Ursache für Spannungsinstabilität eines elektrischen Netzes ist Blindleistungsmangel, d.h. die von den Übertragungselementen verbrauchte Blindleistung kann nicht mehr durch die Blindleistungserzeuger gedeckt werden. [49]

Spannungskollaps ist normalerweise das Ergebnis der Aufeinanderfolge von mehreren Ereignissen (Störungen, Fehlfunktion von Schutz und Regeleinrichtungen) in einem spannungsinstabilen System (mit Blindleistungsmangel). [6-s27]

4.2 Vorfälle mit Spannungskollaps

- **B.R. D. 1960 [36]:** Am 26 Juli 1960 kam es zu einem Spannungskollaps in der damaligen Bundesrepublik Deutschland. Der Grund dieser Störung waren stark ausgelastete Übertragungsleitungen, aber die Knotenspannungen lagen im zulässigen Bereich. Die Störung dauerte über 2 Stunden wobei 2800 MW ausfielen.
- **Belgien 1982 [21]:** 1982 ereignete sich in Belgien ein totaler Kollaps für etwa 4 min durch die Abschaltung einer 700 MW Einheit während der Inbetriebnahmetests.
- **Florida USA 1985 [21]:** 1985 verursachte in Florida USA ein Waldbrand die Abschaltung von drei 500 kV Leitungen, was innerhalb von wenigen Sekunden in einem Spannungskollaps resultierte.
- **Quebec (Kanada) 1989 [29]:** Am 13 März 1989 ereignete sich ein Spannungskollaps im Hydro-Quebec Netz, was zum Verlust mehrerer kritischer Statischen Var Kompensatoren SVC führte. Die Statischen Var Kompensatoren unterstützten das Übertragungsnetz.
- **Südfinnland 1992 [21]:** Im August 1992 trat in Südfinnland ein Spannungskollaps ein. Weil der Import aus Schweden groß war, gab es nur drei Einheiten, die direkt an ein 400 kV-Netz in Südfinnland angeschlossen wurden. Die Auslösung einer 735 MW Einheit, gleichzeitig mit Wartungsarbeiten an einer (abgeschalteten) 400 kV-Leitung und die manuelle Abnahme der Blindleistung an einer anderen restlichen

Generatoreinheit verursachten eine Störung, in der die Spannung am 400kV Netz sich auf 344 KV reduzierte. Die Spannungen wurden auf ein normales Niveau in etwa 30 Minuten mit dem Start von Gasturbinen und durch Erhöhung der Blindleistungsproduktion gebracht.

- Vereinigten Staaten(USA) **1996 [4-s4]**: Am 2. Juli 1996 erlebte die westliche Region (WECC) der Vereinigten Staaten einen Spannungskollaps.
- Phoenix (Arizona) **1995 [28]**: Am 29 Juli **1995** ist ein Spannungsausfall in der Phoenix Area durch sehr heißes Wetter (44°C) verursacht worden. Ein großer Teil der Last ist von der Klimatisierung der Wohnungen gekommen. Ein Fehler in der Kondensatorenbank führte zum Verlust von fünf 230-kV-Leitungen und zwei 230/69-kV Transformatoren. Etwa 2100 MW Last waren ausgefallen.
- Chile **1997 [4-s4]**: Im Mai **1997** erlebte das Chilenische-Netz einen Blackout durch Spannungskollaps, der zu einem Verlust von 80% der Last führte.
- Südliches Kalifornien **1997 [28]**: Am 5 August **1997** berührt in Südkalifornien ein kleines Flugzeug die Seile von zwei 500 KV Leitungen. Der Fehler verursachte Spannungseinbrüche bis auf 0,6 p.u. bei Verteilungsknoten. 59 Verteilungsstationen waren ausgefallen, und rund 3525 MW Last waren ausgefallen.
- Atlanta (USA) **1999 [28]**: Am 30 Juli 1999 sind drei Kurzschlüsse und zwei Ausfälle von Leistungsschaltern an zwei benachbarten Substationen aufgetreten. Fünf Generatoren sind ausgefallen und 1900 MW Last waren ausgefallen. Die Spannungswiederaufbereitung dauerte 15 Sekunden.
- Athen **2004 [4-s4]**: Am 12. Juli **2004** erlebte Athen einen Spannungskollaps, der zum Spannungsunfall von ganz Athen und der Peloponnes Halbinsel führte. Das Hellenische Netz besteht aus Erzeugungsanlagen im Norden und Westen von Griechenland. Das meiste dieser Last konzentriert sich in der Nähe des Athener Stadtgebietes. Dieses System war für Spannungs-Stabilität Probleme aufgrund des großen elektrischen Abstands zwischen der Erzeugung im Norden und der Last in der Region Athen anfällig.

4.3 Statische Spannungsstabilitätsanalyse

Spannungsstabilität ist anhand von 2 Kriterien zu analysieren:

- Nähe zur Spannungsinstabilität: Wie nahe an der Stabilitätsgrenze ist das elektrische Netz?
- Mechanismus der Spannungsinstabilität: Wie und warum tritt Instabilität auf?
Welche wichtigsten Faktoren führen zur Instabilität?

Welche Maßnahmen sind am effektivsten bei der Verbesserung der Spannungsstabilität?

Wie weit die Instabilität fortgeschritten ist, kann in Form von physikalischen Größen gemessen werden, wie Lastniveau, Blindleistungsreserve und andere Faktoren.

Die statische Analyse erlaubt die Untersuchung einer Vielzahl von Netzbedingungen. Wenn die die statische Analyse passend verwendet wird, kann sie sehr viel Einsicht in das wesentliche Problem geben und kann dabei helfen, die wichtigsten Faktoren zu identifizieren. [6-s977]

Es wird vorausgesetzt, dass Spannungsstabilitätsprobleme das Resultat langsamer Zustandsänderungen sind. Somit können sie als stationäre Probleme behandelt werden. Stationäre Modelle beruhen nicht auf Differentialgleichungen und ihren Lösungen im Zeitbereich, sondern auf den klassischen Lastflussgleichungen. [1-s37]

Durch das Analysieren der Leistungs-Spannungs-(PV)-Kurven kann man den kritischen Betriebspunkt des Netzes, bei welchem der Spannungskollaps zu erwarten ist, identifizieren. Ferner können anhand der PV-Kurven die Auswirkungen von Störungen oder von Blindleistungs-Kompensation abgeschätzt werden. [15]

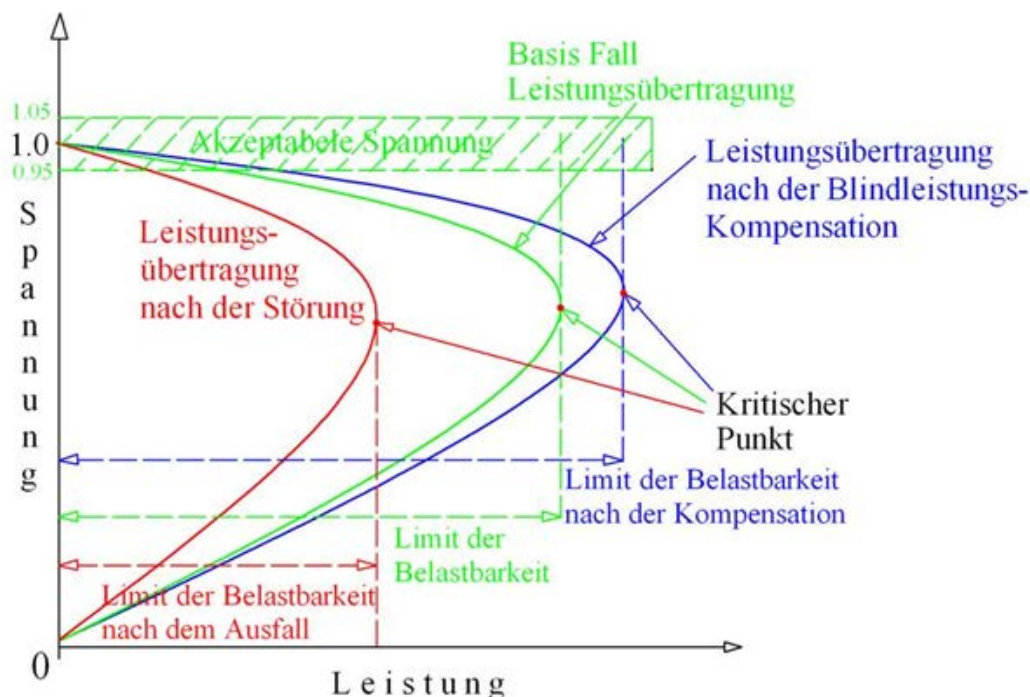


Abb. 4.3. Leistungs-Spannungs Kurve: Normalfall(grün), nach Kompensation(blau), nach Betriebsmittelausfall (rot)

Aus Abb. 4.3 folgt: Mit Zunahme der Leistung nimmt die Spannung am Lastknoten ab, bis der kritische Punkt erreicht ist, welcher die maximal übertragbare Leistung und gleichzeitig den Spannungskollaps markiert. Vorauszusetzen ist, dass die Last vorwiegend vom Typ "spannungsunabhängig" ist. Im Bereich des kritischen Punktes bewirkt eine geringfügige Erhöhung der Wirkleistung eine rasche Verkleinerung des Spannungsbetrages. Gleichzeitig ist der Blindleistungsverbrauch des Netzes in der Nähe des kritischen Punktes sehr hoch. Unterhalb des kritischen Punktes gibt es keinen Gleichgewichtszustand. [5-s6].

In der Abbildung ist weiters zu sehen, dass ab einem bestimmten Lastniveau eine Störung den sofortigen Spannungskollaps bewirken kann (Übergang von der grünen zur roten PV- Kurve).

Mit Erhöhen der Blindleistungseinspeisung kann der Spannungskollaps verhindert werden [38]. Dies wird in der Abbildung mittels der blauen PV-Kurve veranschaulicht, welche den Netzzustand nach Kompensation darstellt. Die Spannung wird erhöht, und damit befindet sich das Netz auf jenem Lastniveau, bei welchem es ohne Kompensation bereits den kritischen Punkt erreicht hat (grüne PV-Kurve), nunmehr noch im stabilen Bereich (oberhalb des kritischen Punktes).

Durch die Bereitstellung von Blindleistung vor Ort kann ferner die Wirkleistung mit weniger Verlusten übertragen werden, und damit lassen sich die gesamten Betriebskosten im Netz reduzieren. Außerdem kann durch diese Maßnahme die Übertragungskapazität des Netzes erhöht werden. [39] Blindleistungs-Kompensationsgeräte wie: Shunt Kondensatoren, SVC, FACTS erfordern jedoch hohe Investitionskosten.

Ein wichtiger Faktor für die Erhaltung der Spannungsstabilität ist das rechtzeitige Erkennen von kritischen Netzzuständen. Hinweise auf kritische Spannungszustände werden von der Netzsicherheitsrechnung durch die Berechnung der Knotenspannungen, der Netzverluste, und der Blindleistungsbilanzen geliefert. In einem kritischen Netzzustand können automatische Regelungen zu einer Verschlechterung der Spannungssituation führen. Z.B. initiiert die Spannungsregelung durch die Stufensteller der Transformatoren zusätzliche Blindleistungsflüsse, welche die Generatoren an ihre Blindleistungsgrenzen treiben können.[44]

4.4 Ursachen des Spannungskollaps und Maßnahmen zur seiner Vermeidung

4.4.1 Die wichtigsten Ursachen, die zu einem Spannungskollaps führen.

Die wichtigsten Ursachen sind:

- Hoher Blindleistungsbedarf [37]
Die Kompensatoren und Generatoren können nicht genügend Blindleistung aufbringen um einen großen Spannungsabfall im Netz zu vermeiden.
- Zu große Nachfrage [37]
Spannungskollaps kann auftreten, wenn die Nachfrage nach Energie größer ist, als geplant.
- Hohe Leistungsübertragung [29]
Spannungskollaps kann, durch zu hohe Leistungsübertragung zwischen Regionen (bei zu geringer Kapazität der Kuppelleitungen) verursacht werden. Die Koordinierung zwischen den betroffenen Gebieten ist von großer Bedeutung, um die Entwicklung einer solchen Situation zu verhindern.
- Hohe Leitungsauslastung [6-s974]
Stark belastete Leitungen besitzen großen Blindleistungsbedarf. Blindleistungsmangel kann die Folge hoher Leitungsauslastung sein.
- Die Reduktion des Spannungsniveaus im Hochspannungsnetz [6]
Eine störungsbedingte Reduktion des Spannungsniveaus im Hochspannungsnetz wird in den Verteilernetzen ausgeregelt. Die Regeltransformatoren in den Unterwerken führen die Spannungen des Verteilungsnetzes innerhalb von 2-4 Minuten auf jenen Zustand zurück, der vor dem Auftreten des Fehlers existierte. Dies bewirkt eine Zunahme der Belastung der Hochspannungsleitungen sowie ein Anwachsen der Leitungsverluste. Die Folge ist eine Spannungsreduktion im Hochspannungsnetz, welche abermals von den Unterwerkstransformatoren ausgeregelt wird. Es entstehen somit im Hoch- und Mittelspannungsnetz einander entgegenwirkende Effekte, welche letztlich auch zu einem Spannungskollaps führen können.
- Ausfall großer Erzeugungseinheiten [6]
Das elektrische Netz erfährt anormale Betriebsbedingungen, welche zum Ausfall großer, nahe den Lastzentren befindlicher Erzeugungseinheiten führen können. Die dadurch hervorgerufenen hohen Leistungstransporte zu den unterversorgten Lastzentren können ebenfalls einen Spannungskollaps auslösen.

4.4.2 Maßnahmen zur Vorbeugung gegen Spannungsinstabilität

4.4.2.1 Maßnahmen im Verbraucher:

Transformatoren mit automatischen Stufenschaltern stellen eine potentielle Gefahr für Spannungsstabilität dar, gleichzeitig können sie aber auch zu stabilisierenden Maßnahmen genutzt werden. Wenn die Leistungsaufnahme eines angeschlossenen Verbrauchers von der Spannung abhängig ist, wird durch eine gezielte Regelung des Stufenschalters eine Entlastung des Netzes erreicht.

Der Lastabwurf bildet im Allgemeinen die zuletzt angewandte Maßnahme, da sein Einsatz wirtschaftliche Verluste sowohl für den Erzeuger als auch für den Verbraucher bedeutet. Der Lastabwurf kann durch das Personal in der Netzleitstelle oder durch einen festgelegten Algorithmus automatisch erfolgen. Automatischer Lastabwurf wird aktiviert, wenn innerhalb eines gegebenen Zeitraums das zulässige Spannungsminimum unterschritten wurde. Zur Parametrisierung des Lastabwurfes muss zuvor bestimmt werden, wie viele und welche Lasten abgeworfen werden sollten. In der Regel werden bevorzugt mehrere kleinere Lasten als eine große Last abgeworfen. [26]

4.4.2.2 Maßnahmen im Netz:

Folgende Maßnahmen sind zu nennen:

- Netzausbau. Schaffung ausreichender Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, Reduktion der Übertragungsimpedanzen.
- Schaffung ausreichender Kompensatorleistungsreserve mittels Shunt Kondensatoren, SVC, Parallelkapazitäten, usw.
- Erhöhung der Leitungskapazitäten, Ersetzen von Freileitungen durch Erdkabel.
- Laufende Überwachung des Netzes unter Einsatz einer Sicherheitsrechnung. [37]

4.4.2.3 Maßnahmen zur Erzeugung :

Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung:

- Nutzung der Blindleistungsreserve der Generatoren
- Inbetriebnahme zusätzlicher Kraftwerksblöcke [26]

Zur Entlastung eines gefährdeten Netzbezirkes kann außerdem die Aufteilung der Wirkleistungserzeugung zwischen den einzelnen Kraftwerken verschoben werden, wobei jedoch die durch Optimierungssoftware bestimmte optimale Lastverteilung verändert wird.

[26]

4.5 Vermeidung vom Spannungskollaps - Verschiedene Typen von Geräten zur Blindleistungskompensation

4.5.1 Shunt-Kondensatoren

Die Shunt-Kondensatoren fanden ihren ersten Einsatz für die Blindleistungs-Kompensation ab 1910.

Die Shunt-Kondensatoren werden aufgrund folgender Vorteile eingesetzt:

- Geringe Kosten, geringe Verluste [33]
- Flexible Installation und einfache Handhabung
- Ohne großen Aufwand einsetzbar

Trotz diesen großen Vorteilen bringen sie auch einen großen Nachteil mit sich:

- Die Blindleistungsabgabe ist proportional zum Quadrat der Spannung

Die Shunt-Kondensatoren werden vorwiegend in Verteilungsnetzen eingesetzt. [6-s631]

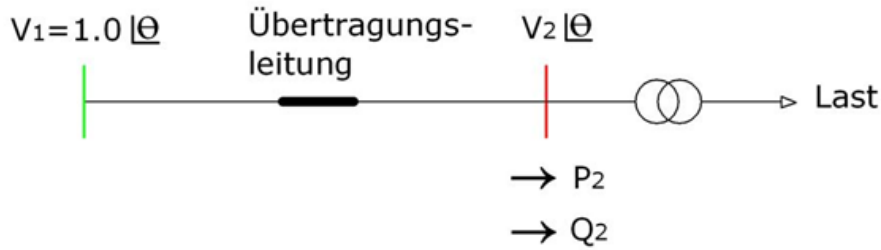
Die Hauptbedingung für einen stabilen Arbeitspunkt bei Einsatz der Blindleistungskompensation ist:

Netz $(\Delta Q / \Delta V) >$ Kompensator $(\Delta Q_{\text{komp}} / \Delta V)$

Wobei $(\Delta Q / \Delta V)$ die Veränderung des Blindleistungsbedarfs (Q) im Netz in Bezug auf die Spannung V ist.

$(\Delta Q_{\text{komp}} / \Delta V)$ ist die Veränderung der Blind-Kompensationsleistung in Bezug auf die Spannung V. [34]

Diese Bedingung wird für das einfache System der Abb. 4.5.1.1 anhand Abb. 4.5.1.2 erklärt. Zur besseren Veranschaulichung der Effekte wird hier ein Hochspannungssystem betrachtet.



Schematische Darstellung

Abb. 4.5.1.1 322 km, 500 kV Leitung [6]

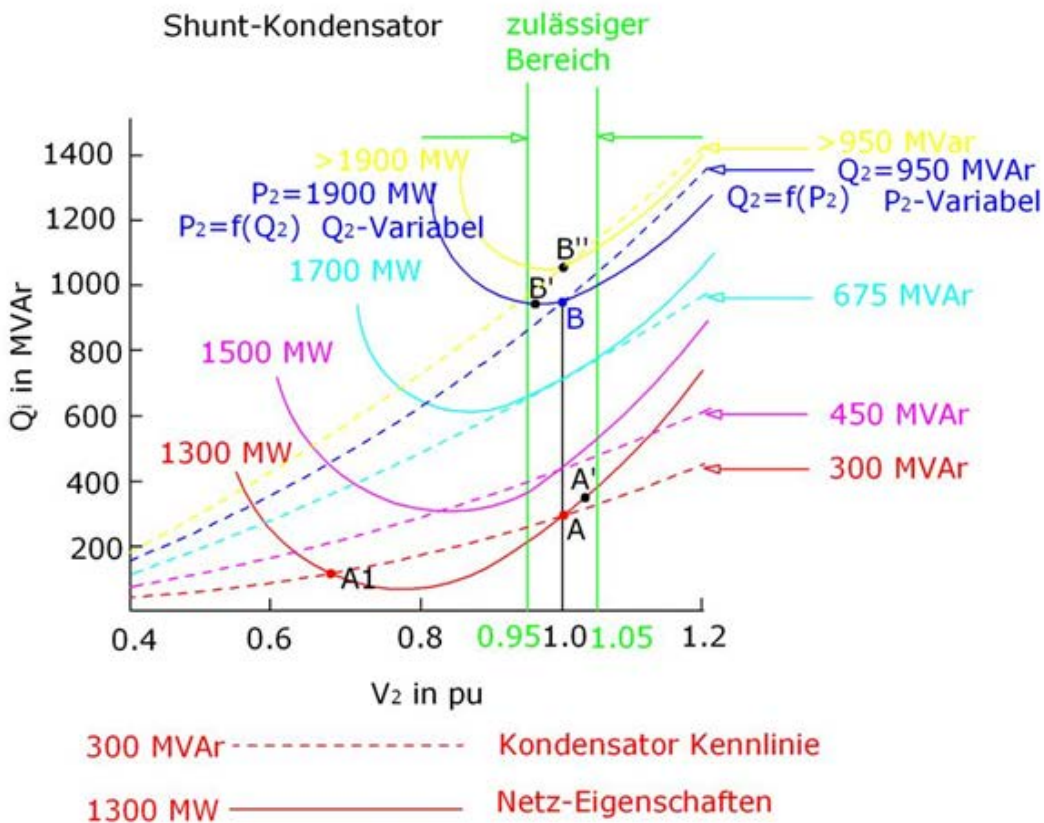


Abb. 4.5.1.2 Shunt-Kondensator

Zuerst wird der stationäre Zustand in Arbeitspunkt A betrachtet. Die Last beträgt 1300 MW und die Kondensatorbank liefert bei einer Spannung von 1,0 p u. eine Blindleistung von 300 MVar, siehe Abb. 4.5.1.2. In diesem Arbeitspunkt ist die Neigung $\Delta Q/\Delta V$ der Kennlinie des Netzes größer als jene des Shunt-Kondensators. Wird die Kondensatorleistung

geringfügig erhöht, so wird dadurch auch die Spannung erhöht. Da hierbei auch der Blindleistungsbedarf des Netzes zunimmt, stellt sich in **A´ ein neuer stabiler Arbeitspunkt** ein.

In Punkt A1 bewirkt eine geringe Spannungsschwankung, z.B. eine Spannungsreduktion, eine Verringerung der Kompensationsleistung und gleichzeitig eine starke Erhöhung des Blindleistungsbedarfs des Netzes. Ein Ausgleich zwischen verbrauchter und erzeugter Blindleistung ist somit nicht möglich, und in der Praxis führt dies zum Spannungskollaps. Daher repräsentiert **A1 einen instabilen Arbeitspunkt**.

Bei Punkt B (Last 1900 MW, Kondensatorleistung 950 MVar) ist die Neigung $\Delta Q/\Delta V$ der Kennlinie des Netzes kleiner als jene der Kompensator Kennlinie. Wird hier die Kapazität des Shunt-Kondensators etwas erhöht, so führt dies nicht zur Erhöhung, sondern zur Reduktion der Spannung, siehe Punkt B´ in Abb.4.5.1.2. Ferner bewirkt in Betriebspunkt B eine Spannungsschwankung, z.B. Spannungsreduktion, eine starke Abnahme der Kompensationsleistung, gleichzeitig jedoch einen nur geringfügig reduzierten Blindleistungsbedarf des Netzes. Dies **kennzeichnet instabilen Betrieb**, und zwar über den gesamten Bereich der Netz-Kennlinie (rechts und links des Minimums). Auch bei weiterer Erhöhung von Last und Kompensationsleistung **verbleibt man im instabilen Bereich**, siehe Punkt B".

Bei einem Lastniveau von 1700 MW und einer Kompensationsleistung von 675 MVar ist die Neigung $\Delta Q/\Delta V$ der Kennlinie des Netzes gleich jener der Kompensator Kennlinie. Somit ist die Last von 1700MW die Untergrenze, bei deren Überschreitung ein stabiler Betrieb des Netzes nicht möglich ist. [6-972][50]

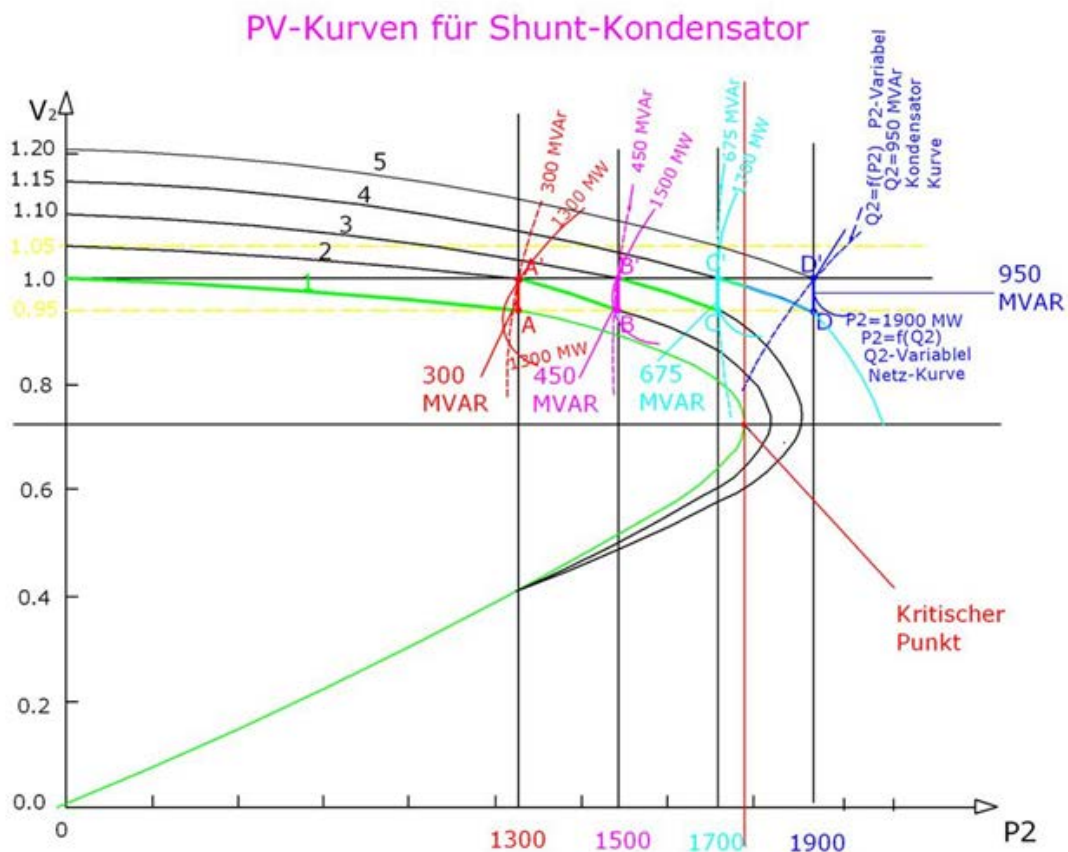


Abb. 4.5.1.3 P-V Kurven für unterschiedliche Kompensationsstufen auf der Abb. 4.5.1.2.

Wie in Abbildung 4.5.1.3 zu sehen ist, muss um so mehr Shunt-Kompensationsleistung eingefügt werden, je mehr die Last erhöht wird, damit die Spannung innerhalb der notwendigen Grenze (0.95 und 1.05) gehalten werden kann.

Die Abbildung zeigt weiters, dass bei Punkt A ein Kondensator-Block mit 300 MVAR eingefügt wird. Danach verlagert sich der Arbeitspunkt auf Punkt A' (Kurve Nummer 2). Durch die Erhöhung der Last auf 1500 MW erreichen wir den Punkt B. Wenn wir hier einen Kondensator-Block von 450 MVAR einfügen, so gelangt die Spannung auf den Punkt B' (Kurve Nummer 3).

[8-s33] Je näher wir uns bei dem kritischen Punkt befinden, desto mehr Kondensatoren-Blöcke sind notwendig, um die Spannung innerhalb der notwendigen Grenze zu halten.

[8-s33]

Im Punkt C', wo die Tangentenneigungen der Kondensator- und der Netzkennlinie gleich sind, befindet sich die Stabilitätsgrenze gemäß Abb. 4.5.1.2, obwohl hier der kritische Punkt der PV-Kurve noch nicht erreicht ist.

4.5.2 Statischer Var Kompensator (SVC)

Statische Var Kompensatoren eignen sich zur schnellen kontinuierlichen Spannungskontrolle in Übertragungsnetzen. [33]

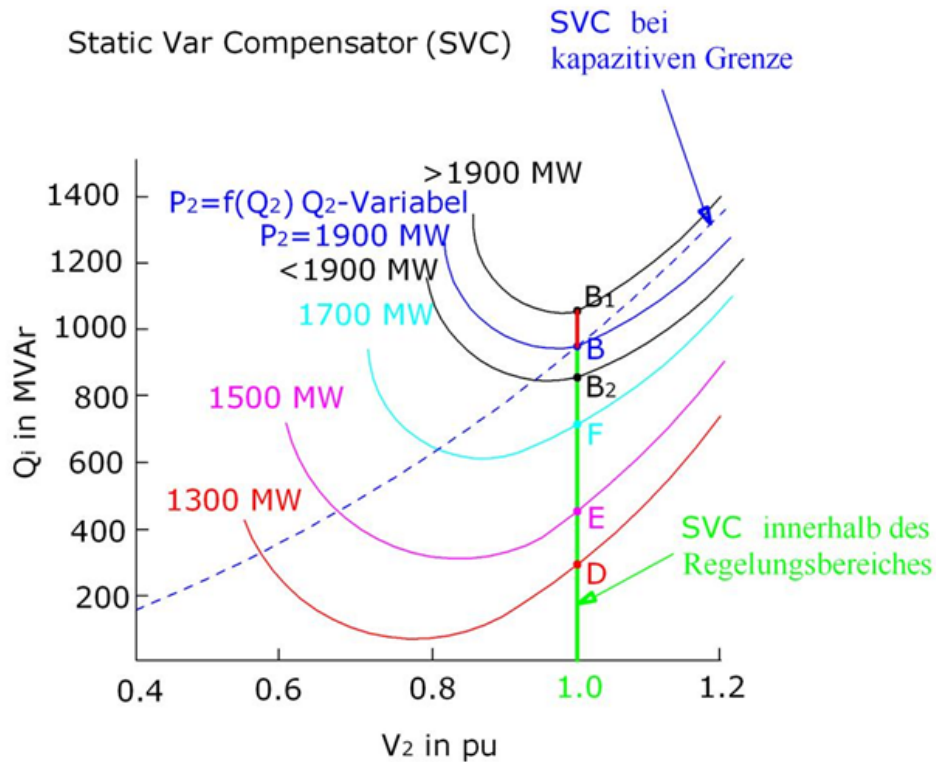


Abb. 4.5.2.1 Statik Var Kompensator (SVC)

In der Abbildung sind die stationären Eigenschaften Q_i - V_2 mit statischem Var Kondensator zu sehen. Die Aufgabe des SVC ist hier, die Spannung V_2 für unterschiedliche Lastzustände $P_2=1300\text{MW}$, $P_2=1500\text{MW}$, $P_2=1700\text{MW}$ und $P_2<1900\text{MW}$ auf den Wert 1.0 p. u. zu halten.

Der SVC hält die Spannung V_2 konstant bis das maximale kapazitive Limit, hier mit 950 MVAR angenommen, erreicht wird [25-s200]. Für die Werte von P_2 kleiner als 1900 MW (in der Abbildung im Punkt B_2 auf grüner Systemlinie zu sehen) hält der SVC die Spannung V_2 auf 1 p. u. Wenn die Leistung P_2 1900 MW erreicht, so trifft der SVC auf sein kapazitives Limit wobei der SVC ähnliche Eigenschaften wie ein einfacher Kondensator aufweist.

Dies führt, wie schon vorstehend beschrieben, zur Instabilität, siehe Punkt B_1 in Abb. 4.5.2.1, schwarze Netzlinie. [6-s973][50]

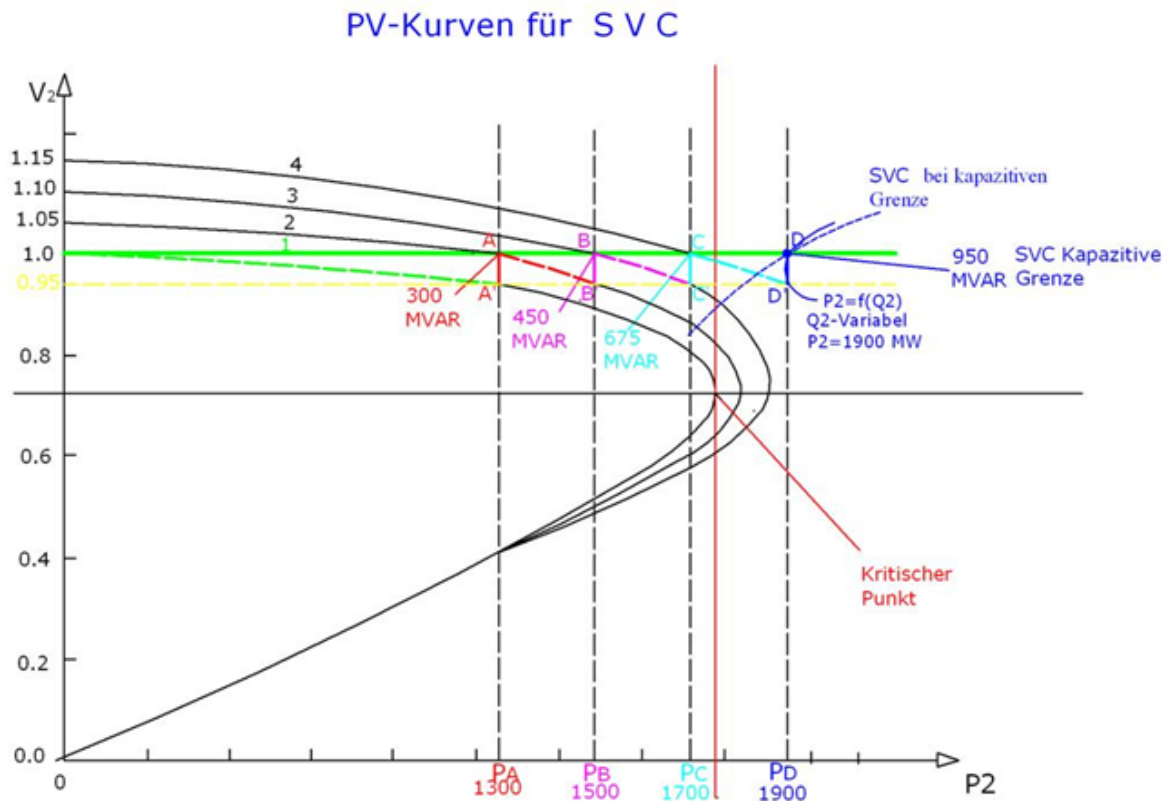


Abb. 4.5.2.2 PV Kurven in Präsenz SVC für den Abb. 4.5.2.1

Angenommen, der Arbeitspunkt befindet sich im Punkt A (Kurve Nr.2) und wir erhöhen die Last von P_A auf P_B , so wird bei Abwesenheit der SVC Kompensation der neue Arbeitspunkt B' eingenommen. Diesem Spannungsabfall wirkt der SVC mit Erhöhung der Blindleistung auf 450 MVAR entgegen und man erreicht Punkt B (Kurve Nr.3).

Wenn die Last von P_B auf P_C erhöht wird, so gelangen wir ohne Kompensation zum Punkt C' . Diesem Spannungsabfall wirkt der SVC durch Erhöhung der Kompensationsleistung auf 675 MVAR entgegen, und der neue Arbeitspunkt wird der Punkt C [8-s37]. Nach weiterer Lasterhöhung auf mehr als 1900 MW wirkt der SVC wie ein gewöhnlicher Kondensator, und die Stabilitätsgrenze wird überschritten.

4.5.3 Serienkondensatoren

Serienkondensatoren sind selbstregulierend. Die Blindleistung, welche geliefert wird, ist proportional zum quadratischen Leitungsstrom und unabhängig von den Knotenspannungen. Serienkondensatoren sind bestens geeignet für eine Verringerung der Reaktanz langer Leitungen. [6-s970]. Sie erhöhen somit die maximale Übertragungsleistung und verringern

die Blindleistungsverluste [25]. Ihre Wirkung ist im Leerlauf null und maximal bei Voll-Last.

Serienkondensatoren weisen folgende Nachteile auf:

- Geringe Kompensationswirkung bei schwacher Leitungsbelastung
- Gefahr des Auftretens von hohen Überspannungen im Fehlerfall

Letzterem kann durch Überbrücken des Kondensators durch eine automatische Schaltung vorgebeugt werden. [25-s201]

Kapitel 5

Continuation Power Flow

5.1 Continuation Power Flow Analyse

Aufgabe der Lastflussanalyse ist die Bestimmung der Spannungsbeträge und Spannungswinkel in allen Knoten des Netzes aus den Lastfluss-Gleichungen. Da der Zusammenhang zwischen Spannungen und Leistungen nichtlinear ist, werden die Lastfluss-Gleichungen linearisiert und iterativ gelöst. Das linearisierte Modell des Netzes wird durch die Jacobi-Matrix gebildet. Eine genauere Beschreibung des Lösungsprozesses findet sich in [7-s513].

Die Jacobi-Matrix wird an der Spannungsstabilitätsgrenze singular. Die konventionellen Lastflussalgorithmen sind folglich anfällig für Konvergenzprobleme in der Nähe der Stabilitätsgrenze. Die Continuation Power Flow Analyse löst dieses Problem durch Modifizierung der Lastflussgleichungen. Dies erlaubt die Lösung des Continuation Power Flow Problems sowohl für den stabilen Teil der PV-Kurve (oberer Teil der Kurve) als auch für deren instabilen Teil (unterer Teil der Kurve), Abb. 5.1 [6-s1012].

Die Continuation Power Flow (CPF) Analyse ist ein iterativer Prozess, in dessen Verlauf abwechselnd Prädiktor- und Korrektorschritte durchgeführt werden. In jedem CPF-Iterationsschritt werden die Lasten des Netzes um einen bestimmten Prozentsatz der Basislast erhöht, wobei diese Erhöhung durch den Laständerungsparameter λ gesteuert wird.

Im **Prädiktorschritt** wird ein Tangentenvektor ermittelt, bestehend aus der Laständerungskomponente ($d\lambda$) sowie den Spannungsbetrags- und Spannungswinkelkomponenten (dV -Betrag, dV -Winkel) der Netzknoten. Setzt man voraus, dass sich das Netz am Beginn der CPF-Iteration im stabilen Zustand befindet, so wird Anfangs die Tangentenvektorkomponente $d\lambda$ größer als dV sein. Man bezeichnet in diesem Zustand λ als "Continuation-Parameter". Wird nun im Verlaufe der CPF-

Iterationen eine der Spannungsbetrags- Tangentenvektorkomponenten größer als die Laständerungskomponente, so bedeutet dies, dass das Netzsystem in einen Zustand mit großer Spannungssensitivität in Bezug auf Laständerungen bzw. Lasterhöhungen übergegangen ist, sich also der Spannungsinstabilität nähert. Zugleich zeigt die größte Spannungsbetrags-Tangentenvektorkomponente den hinsichtlich Stabilität sensibelsten Knoten an. Dessen Spannung wird nun zum Continuation-Parameter gemacht, d.h. es erfolgt ein Wechsel von Continuation-Parameter-Lambda auf Continuation-Parameter-V.

In dem an den Prädiktorschritt anschließend **Korrektorschritt** wird der Spannungsbetrag des Continuation-Parameters fixiert, womit ein "Kollaps" der Spannung auf mathematischem Wege verhindert wird. (Singularität der Jakobi Matrix wird vermieden). Man kann den Korrektorschritt auch vergleichen mit einem klassischen Lastflusslösungsprozess, wobei der zum Continuation-Parameter gehörende Knoten ähnlich wie ein PV-Knoten behandelt wird

[53].

Der **Übertragungsgrenzwert** in einem elektrischen Netz ist die maximale Wirkleistung oder Blindleistung, die das elektrische Netz von den Generationsquellen bis zur den Lasten liefern kann. [20-s2]

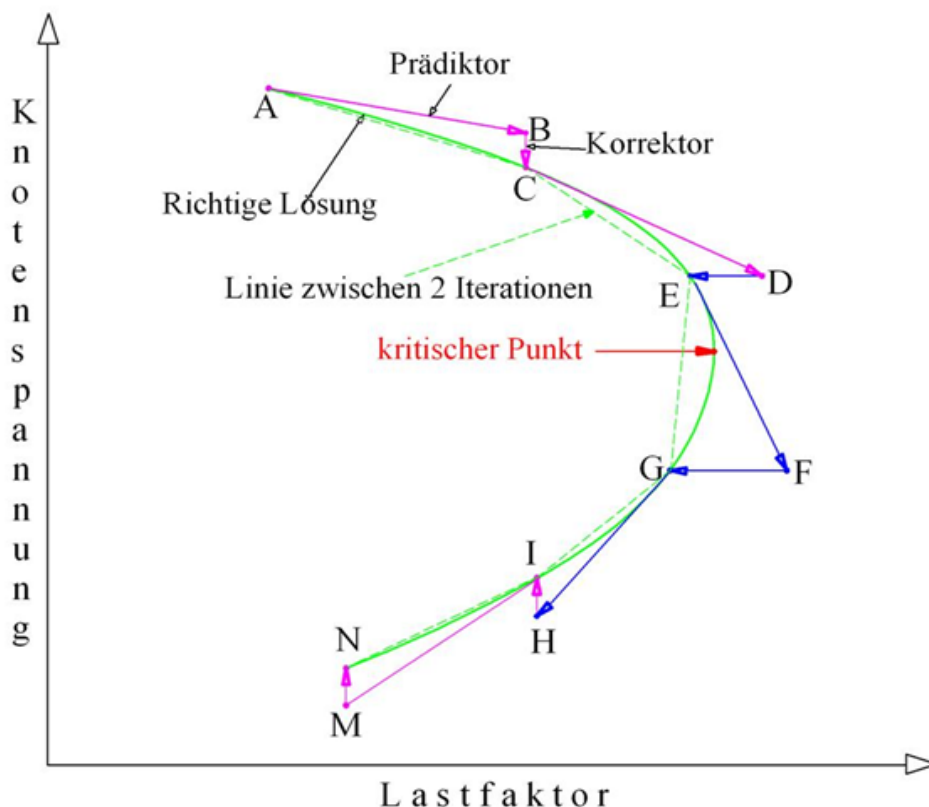


Abb. 5.1 PV-Kurve: Illustration des Prädiktor-Korrektor-Schemas in der Power Flow Analyse

In der Abb. 5.1 sind mit lila Farbe die Prädiktorschritte und die Korrektorschritte mit Lambda als Continuation-Parameter dargestellt. Mit blauer Farbe sind die Prädiktorschritte und die Korrektorschritte mit Spannung als Continuation-Parameter dargestellt. Die grüne Kurve

stellt die PV-Kurve dar. Die gestrichelte grüne Linie bildet die Punkte zwischen 2 CPF-Iterationen ab.

[6-s1016] Die Lambda-Tangentenvektorkomponente ($d\lambda$) ist positiv für den oberen Teil der PV-Kurve. Sie ist Null im kritischen Punkt, wo die Jacobi-Matrix singular wird, und sie ist negativ im unteren Teil der PV-Kurve. Ob der kritische Punkt erreicht ist, zeigt uns das Vorzeichen von $d\lambda$.

Wenn der Parameter Lambda der Continuation Parameter ist, wird der Korrektorschritt entlang der vertikalen Linie in der CPF-Kurve ausgeführt (Segment BC in der Abb. 5.1).

Wenn die Spannung Continuation Parameter ist, erfolgt der Korrektorschritt entlang der horizontalen Linie. (Segment DE in der Abb. 5.1).

Der Schrittweitenfaktor des Prädiktorschritts ist so gewählt, dass eine Lastflusslösung mit dem angegebenen Continuation Parameter existiert. Wenn für den Schrittweitenfaktor die Iteration nicht konvergiert, wird der Schrittweitenfaktor reduziert, und der Korrektorschritt wiederholt, bis man eine Lösung erhält. **[6-s1016]**

5.2 Formulierung von „Power Flow“ Gleichungen

Zur Anwendung der Continuation Technik in der Lastflussanalyse muss der Lastparameter λ in die Gleichungen eingesetzt werden. Das folgende Beispiel gilt für Konstantlast-Modelle.

Die Last (Index L) und die Erzeugung (Index G) in einem Knoten sind abhängig vom Lastparameter λ . Die Wirk- und Blindleistungsresiduen ΔP und ΔQ lauten:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Li} - P_{Ti} = 0$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - Q_{Ti} = 0$$

Die injizierten Leistungen P_{Ti} und Q_{Ti} werden wie unten berechnet:

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i * V_j * y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i * V_j * y_{ij} * \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

Die Spannungen an den Knoten i und j sind: $V_i \angle \delta_i$ und $V_j \angle \delta_j$.

$y_{ij} \angle \theta_{ij}$ ist das Element i,j der Admittanzmatrix (es ist auch in der Jacobi-Matrix enthalten).

Zur Simulation der Laständerung müssen die Lastwerte P_{Li} und Q_{Li} modifiziert werden.

Jeder Wert wird in zwei Komponenten getrennt:

- Originale Last im Knoten i ,
- Änderung der Last durch die Änderung des Lastparameters λ .

$$P_{Li} = P_{Lio} + \lambda [K_{Li} S_{\Delta BASE} \cos(\psi_i)] = P_{Lio} (1 + K_{Li} \lambda)$$

$$Q_{Li} = Q_{Lio} + \lambda [K_{Li} S_{\Delta BASE} \sin(\psi_i)] = Q_{Lio} (1 + K_{Li} \lambda) \quad \text{wo } Q_{Lio} = P_{Lio} \tan(\psi_i)$$

$$\text{wo: } S_{\Delta BASE} \cos(\psi_i) = P_{Lio}, \quad Q_{Lio} = S_{\Delta BASE} \sin(\psi_i)$$

P_{Lio}, Q_{Lio} sind die originale Wirk- und Blindlast am Knoten i .

ψ_i ist der Leistungsfaktor-Winkel der Last am Knoten i .

K_{Li} ist eine Konstante, die verwendet wird, um die Lastveränderungsrate zu skalieren.

Der Lastparameter λ liegt in dem Bereich $0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{critical}}$

$\lambda = 0$ bzw. $\lambda = \lambda_{\text{critical}}$ entspricht dem Basisfall bzw. dem kritischen Punkt.

Die Wirkleistungserzeugung wird modifiziert wie folgt:

$$P_{Gi} = P_{Gio} (1 + K_{Gi} \lambda)$$

P_{Gio} - ist die aktive Erzeugung an Knoten i im Basisfall.

K_{Gi} ist eine Konstante, die verwendet wird, um die Änderungsrate der Erzeugung zu skalieren. [4-s50, 51],[5]

5.3 Prädiktorschritt

Das System von nichtlinearen Gleichungen sieht durch das Einfügen des Parameters λ wie folgt aus:

$$F(\underline{v}, \underline{\delta}, \lambda) = 0 \tag{5.3.a}$$

Die Taylor-Linearisierung von der Gleichung (5.3.a) ergibt bei Vernachlässigung der Glieder höher Ordnung:

$$dF = F_v dv + F_{\delta} d\delta + F_{\lambda} d\lambda = 0$$

F_v - Ableitungen von F nach dem Spannungsbetrag.

F_{δ} - Ableitungen von F nach dem Spannungswinkel.

F_{λ} - Ableitungen von F nach λ , entspricht einem Spaltenvektor [1]

Erste Aufgabe beim Prädiktorschritt ist es, die Tangentenvektorkomponente zu berechnen.

$$[F_{\delta}, F_v, F_{\lambda}] \begin{bmatrix} d\delta \\ dv \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \tag{5.3.b}$$

Auf der linken Seite befinden sich Jacobi-Matrix Elemente

$$\underline{t} = \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (5.3.c)$$

\underline{t} ist die Tangentenvektorkomponente

Gleichungssystem (5.3.b) ist durch die zusätzliche Unbekannte $d\lambda$ unterbestimmt.

Man fügt daher eine weitere Gleichung hinzu (siehe 5.3.e) und ergänzt den rechten 0-Vektor durch:

$$t_k = \pm 1 \quad (5.3.d)$$

$$\begin{bmatrix} F_{\delta} & F_V & F_{\lambda} \\ e_k \end{bmatrix} [\underline{t}] = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (5.3.e)$$

e_k ist ein Vektor mit allen Elementen gleich 0, außer dem k-ten Element, welches gleich 1 ist [4-s53].

Der Wert von k ist vom Continuation Parameter abhängig. Z.B. bei Continuation Parameter λ entspricht k der letzten Position in e_k , siehe auch Kap. 7. Wenn sich der Continuation Parameter im Verlauf der CPF-Iterationen vergrößert, wird $t_k +1$ gesetzt, andernfalls -1 gesetzt. Z.B. bei Continuation Parameter λ ist vor Erreichen des Umkehrpunkts der PV-Kurve (der Stabilitätsgrenze) $t_k = 1$, danach $t_k = -1$.

Die Lösung der Gleichung (5.3.e) ergibt die Tangentenvektorkomponente $[\underline{t}]$.

Der geschätzte Prädiktor kann bestimmt werden durch:

$$\begin{bmatrix} \delta_i \\ V_i \\ \lambda_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_{(i-1)} \\ V_{(i-1)} \\ \lambda_{(i-1)} \end{bmatrix} + \tau \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (5.3.h)$$

τ ist ein Skalar (Schrittweiten Faktor).

Die Gleichung 5.3.h wird symbolisch wie unten beschrieben:

$$\underline{it}_{ip} = \underline{it}_{(i-1)} + \tau * \underline{t} \quad (5.3.i)$$

\underline{it}_{ip} sind die Werte nach dem Prädiktorschritt.

$\underline{it}_{(i-1)}$ sind die Anfangswerte (die Werte vor dem Prädiktorschritt).

i ist die Nummer der Iteration

Z.B. $i=1$: $\underline{it}_{(i-1)}$ stellt die Anfangswerte (Spannungswinkel, Spannungsbetrag und Lambda) vor Beginn der 1. Iteration dar:

$$\underline{it}_{(i-1)} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}_{(i-1)} \\ \underline{V}_{(i-1)} \\ \underline{\lambda}_{(i-1)} \end{bmatrix} = \underline{it}_0 = \begin{bmatrix} \underline{\delta}_0 \\ \underline{V}_0 \\ \underline{\lambda}_0 \end{bmatrix} \quad (5.3.j)$$

$i=1$: it_{ip} stellt die Werte (Spannungswinkel, Spannungsbetrag und Lambda) nach dem 1. Prädiktorschritt dar:

$$\underline{it}_{ip} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}_i \\ \underline{V}_i \\ \underline{\lambda}_i \end{bmatrix} = \underline{it}_{1p} = \begin{bmatrix} \underline{\delta}_1 \\ \underline{V}_1 \\ \underline{\lambda}_1 \end{bmatrix} \quad (5.3.k)$$

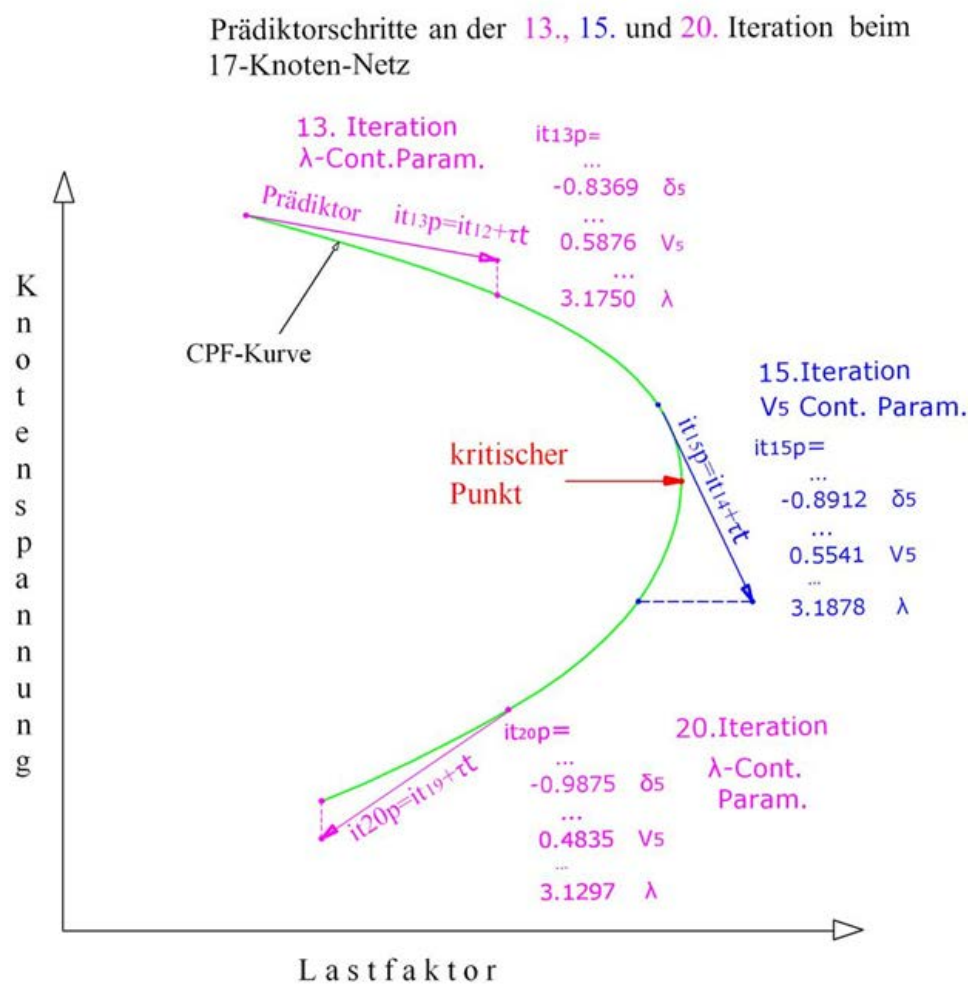


Abb. 5.3 Prädiktorschritte an der 13., 15. und 20. Iteration beim 17-Knoten-Netz

In der Abb. 5.3. ist der Prädiktorschritt, Gl. (5.3.h) und (5.3.i) erklärt. Für die Erklärung wurden die Prädiktorschritte in der 13., 15. und 20. Iteration beim 17-Knoten-Netz analysiert. Die Prädiktorschritte in der 13. und 20. Iteration mit Lambda als Continuation Parameter sind

mit **lila Farbe** dargestellt. Der Prädiktorschritt in der 15. Iteration mit Spannung V5 als Continuation Parameter ist mit **blauer Farbe** dargestellt.

Die Werte der Prädiktorschritte in der 13., 15. und 20. Iteration sind ebenfalls in der Abbildung 5.3 dargestellt.

5.4. Korrektorschritt

Nach dem Prädiktorschritt ist der nächste Schritt der Korrektorschritt

Die geschätzten Werte des Prädiktorschritts müssen korrigiert werden.

Der Satz von Gleichungen $F(v, \delta, \lambda) = 0$ (Jacobi-Matrix (Jaug)) wird erweitert um eine Gleichung, die den Zustand der Variable festlegt, welche als Continuation Parameter genommen wird.

$$\begin{bmatrix} F(v, \delta, \lambda) \\ x_k - it_{p,k} \end{bmatrix} = [0] \quad (5.4.a)$$

$$x_k = it_{p,k} \quad (5.4.b)$$

x_k ist die Variable (λ oder v), welche als Continuation Parameter gewählt wurde.

$it_{p,k}$ ist der geschätzte Wert von x_k (nach dem Prädiktorschritt).

i ist die Nummer der CPF-Iteration.

Die Lösung erfolgt nach dem Newton-Raphson Verfahren.

Wenn Lambda Continuation Parameter ist, dann kann die Gleichung (5.4.b) aus der Gleichung (5.4.a) entfernt werden, und der Korrektor wird damit zur konventionellen Lastflussrechnung.

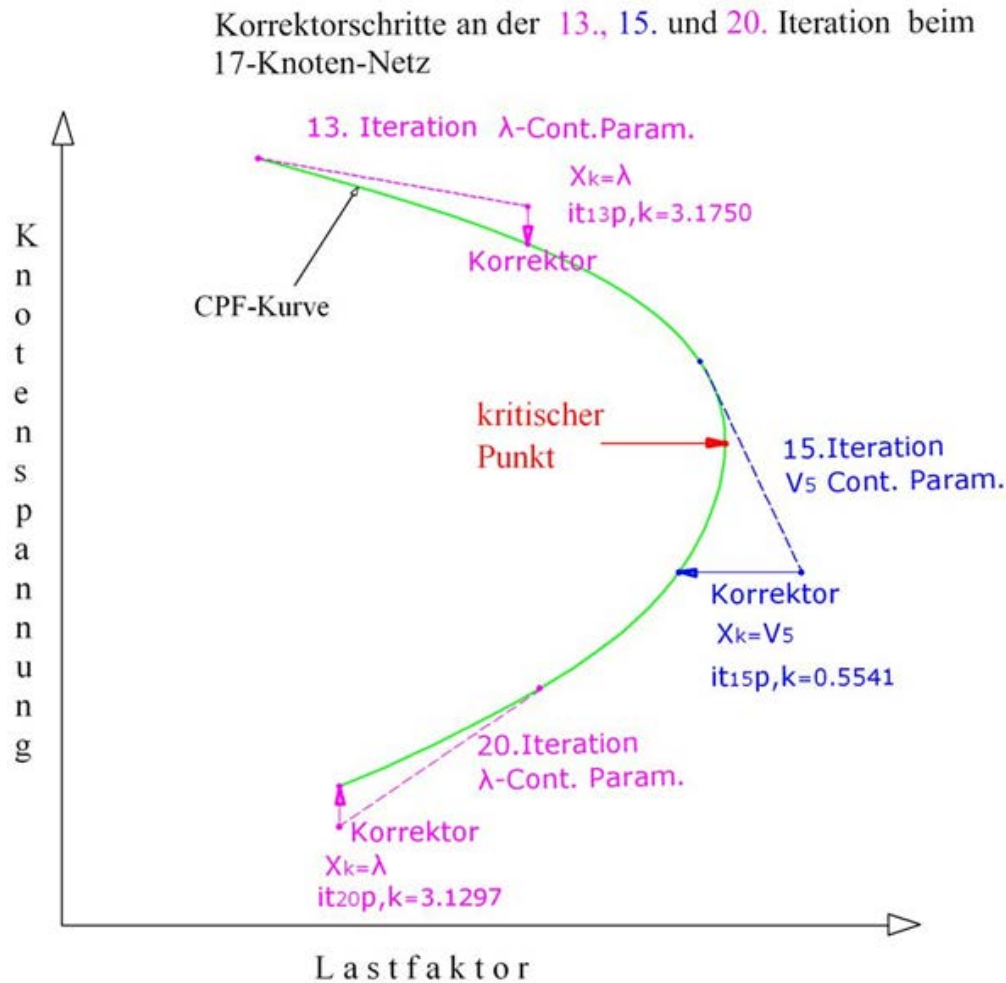


Abb. 5.4 Korrektorschritte in der 13., 15. und 20. Iteration beim 17-Knoten-Netz

Die Abb. 5.4 erklärt den Korrektorschritt und veranschaulicht die Gleichungen Gl. 5.4.a und Gl. 5.4.b.

Für die Erklärung werden die Korrektorschritte in der 13., 15. und 20. Iteration beim 17-Knoten-Netz analysiert.

Die Korrektorschritte in der 13. und 20. Iteration mit Lambda als Continuation Parameter sind mit **Lila Farbe** dargestellt. Der Korrektorschritt in der 15. Iteration mit Spannung V_5 als Continuation Parameter ist mit **blauer Farbe** dargestellt.

In der 13. Iteration ist Lambda der Continuation Parameter.

$x_k = \lambda$, und der Wert von λ ist $it_{13p,k} = 3.1750$

In der 15. Iteration wird Spannung V_5 als Continuation Parameter genommen $x_k = V_5$ und dessen Wert ist $it_{15p,k} = 0.5541$

In der 20. Iteration ist abermals Lambda der Continuation Parameter $x_k = \lambda$, und dessen Wert ist $it_{20p,k} = 3.1297$

5.5 Wahl des Continuation Parameters

Die Variable mit der größten Tangentenvektor-Komponente aus \underline{t} sollte Continuation Parameter sein.

Setzt man voraus, dass das Netz im Ausgangszustand der CPF-Analyse stabil ist, so verändern sich die Spannungsbeträge nur wenig mit zunehmender Last. Am Beginn der CPF-Iterationen gilt daher:

$$\frac{du}{d\lambda} \ll 1 \rightarrow du < d\lambda$$

Aus diesem Grund wird die Iterationen mit Lambda als Continuation

Parameter gestartet.

Wenn man sich der Stabilitätsgrenze nähert, werden die Spannungsänderungen im Verhältnis zu Leistungsänderungen größer.

Somit wird nicht mehr Lambda sondern die Spannung als Continuation Parameter genommen.

In der Nähe des kritischen Punktes gilt daher:

$$\frac{du}{d\lambda} \gg 1 \rightarrow d\lambda < du$$

Daraus folgt, dass **als Continuation Parameter die Variable mit der größten Änderungsrate** genommen werden soll.

Nahe der Stabilitätsgrenze ist daher V als Continuation Parameter zu verwenden. Der Continuation Parameter ist folglich in jedem Schritt der Iteration neu zu bestimmen. [3-s28]

In der Iteration, wo der absolute Wert der größten Tangentenvektor-Komponente größer als eins ist, wird die Bedingung erfüllt, den Continuation Parameter zu ändern. Z.B.: Startet man den CPF mit Lambda als Continuation Parameter, so gilt zuerst $d\lambda = 1$. Sobald $du > 1$ wird, ist der Continuation Parameter von λ auf V (Spannung) umzukehren.

Ab dieser Iteration werden die Spannungsänderungen im Verhältnis zu Leistungsänderungen größer, und der Unterschied wird umso größer, je näher wir dem kritischen Punkte sind. In diesem Punkt ist $d\lambda = 0$. Nach Überschreitung des kritischen Punktes wird $d\lambda$ negativ, und sein Betrag nimmt wieder zu. In der Iteration, wo der absolute Wert der Lambda Tangentenvektor-Komponente größer als eins ist, wird die Bedingung erfüllt, wieder Continuation Parameter V auf λ umzukehren.

Die Auswahl des geeigneten Continuation Parameters ist für die Korrektorschritte besonders wichtig. Denn die schlechte Auswahl des Continuation Parameters kann verursachen, dass die Korrektor-Iteration divergiert. Z. B wenn wir den Lastparameter Lambda als Continuation Parameter in der Nähe des kritischen Punktes nehmen.

Auch wenn die Spannung als Continuation Parameter in der Nähe des kritischen Punktes genommen wird, kann die Lösung der Iteration divergieren, und zwar dann, wenn der Schrittweitenfaktor zu groß ist. [6-s1017]

5.6 Bestimmung der Spannungsstabilitätsgrenze

Wenn wir die Continuation Power Flow Kurve (PV-Kurve) betrachten, sehen wir, dass die Lambda-Tangentenvektor-Komponente $d\lambda$ an der Stabilitätsgrenze 0, im oberen Teil der PV-Kurve (vor der Stabilitätsgrenze) größer als 0 und im unteren Teil der Kurve (nach Überschreiten der Stabilitätsgrenze) kleiner als 0 ist.

Der Wechsel des Vorzeichens von $d\lambda$ zeigt folglich die Stabilitätsgrenze an. [3-s30]

5.7 Bestimmung der kritischer Knoten

Unter kritischen Knoten versteht man jene Knoten, welche sich nahe an der Spannungsstabilitätsgrenze befinden und daher gefährdet sind, den Spannungskollaps auszulösen. Weil in der Nähe der Spannungsstabilitätsgrenze das Verhältnis $\frac{dV}{d\lambda}$ stark ansteigt, können kritische Knoten identifiziert werden, indem man dieses Verhältnis individuell für jeden Knoten bestimmt [3-s31].

Der "schwächste" Knoten in einem elektrischen Netz ist der Knoten mit der größten Spannungsänderung im Verhältnis zu Laständerung $\frac{dV}{dP}$. Folglich ist der Knoten mit der größten Spannungs-Tangentenvektorkomponente der gefährdetste Knoten im Netz. [5]

Somit liefert der Tangentenvektor die Information über die kritischen Knoten bzw. die kritischen Netzteile. [6-s1017]

5.8 Modellierungsdetails zum Continuation Power Flow

Das Continuation Power Flow Problem ist ein Lastflussproblem. Die Lastflussgleichungen sind statisch und nichtlinear. Sie werden iterativ gelöst. Die Lasten P_L , Q_L und die Wirkleistungsleistungen P_G sind vorgegebene Werte, die Blindleistungsleistungen Q_G dagegen können freie Variable sein (PV-Knoten).

Die Spannungsbeträge und Spannungswinkel v , δ jedes Netzknotens sind die Zustandsvariablen. Normalweise sind Lasten und Einspeisungen in allen Knoten bekannt, die Spannungsbeträge und Spannungswinkel jedes Knotens sind zu bestimmen.

Ein Knoten wird als Referenzknoten angenommen, wo der Spannungsbetrag und der Spannungswinkel bekannt sind. Die Verluste sind diesem Knoten zugeordnet. Dieser Knoten wird auch Bezugsknoten genannt. [51]

Die Anzahl der Gleichungen des Lastflussproblems ist:

$(n-1) \cdot P$ Gleichungen + $(n-1-m) \cdot Q$ Gleichungen oder
 $\{2 \cdot (n-1) - m\}$ Gleichungen

Die Größe der Jacobi-Matrix ist:

$\{2 \cdot (n-1) - m\} \times \{2 \cdot (n-1) - m\}$

n die Nummer der Knoten im Netz.

m die Nummer der Generatorknoten (PV-Knoten) in Netz. [52]

Bei dem Continuation Power Flow kommt eine weitere Gleichung für die Variable Lambda hinzu.

5.9. Knotentypen

In einem elektrischen Netz ist jeder Knoten als einer von drei Typen klassifiziert:

5.9.1 Referenzknoten (Slack Bus)

Sowohl Spannungsbetrag als auch die Spannungswinkel werden als fest angenommen. Am häufigsten werden sie $1 \angle 0^\circ$ p.u. gesetzt. Der Referenzknoten stellt das Leistungsgleichgewicht des Systems her, wobei die Wirk- und Blindleistung berechnet wird. Der Referenzknoten bilanziert ferner die Netzverluste [2-s19], [7-s514].

5.9.2 PQ (Lastknoten)

Lastknoten ohne zusätzliche Einspeisungen sowie Einspeiseknoten ohne Spannungsregelung werden als PQ-Knoten modelliert. Für PQ-Knoten werden die Wirk- und Blindleistungen angegeben.

Gelieferte Wirk- und Blindleistung sind als positive Größen definiert, verbrauchte Wirk- und Blindleistung dagegen als negative Größen. [7-s513]

5.9.3. PV (Generatorknoten)

Wenn ein Generator in einem elektrischen Netz angeschlossen ist, erhöht eine Erhöhung des Feldstroms des Generators sowohl die Blindleistung, die durch den Generator eingespeist wird, als auch die Anschlussspannung des Einspeisepunkts. Die Eigenschaft des Generators,

die Spannung zu regulieren bzw. den Spannungsbetrag eines Netzknotens konstant zu halten, wird mittels PV-Knoten nachgebildet [7-s513]. Ein PV-Knoten ist folglich ein Knoten, bei dem Wirkleistung und Spannungsbetrag vorgegeben werden, und die Blindleistung eine freie Variable ist.

Kapitel 6

L-Index Methode Leitungsindex und Knotenindex

6.1.1 Leitungsindex (Blindleistung)

Der Leitungsindex (bzw. Zweigindex) ergibt ein Stabilitätskriterium, welches verwendet wird, um die Netzsicherheit zu bewerten.

Der Leistungsfluss in einer Leitung (siehe Abb. 6.1) wird durch folgende Gleichungen repräsentiert.

$$S_2 = \frac{|V_1||V_2|}{Z} \angle(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \angle\theta \quad (6.1.1.1)$$

$$S_1 = \frac{|V_1|^2}{Z} \angle\theta - \frac{|V_1||V_2|}{Z} \angle(\theta + \delta_1 - \delta_2) \quad (6.1.1.2)$$

Aus obiger Gleichung ergibt sich die Wirkleistung und Blindleistung:

$$P_2 = \frac{V_1 * V_2}{Z} \cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \cos\theta \quad (6.1.1.3)$$

$$Q_2 = \frac{V_1 * V_2}{Z} \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \sin\theta \quad (6.1.1.4)$$

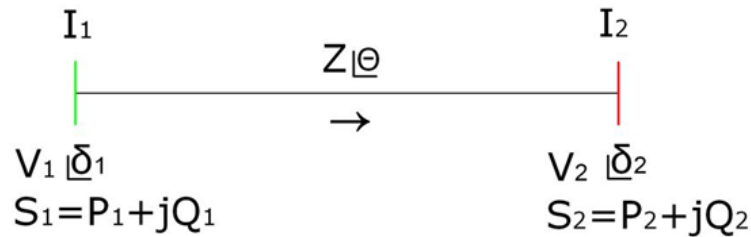


Abb. 6.1 Vereinfachte Darstellung einer Übertragungsleitung

Aus Gl. 6.1.1.4 ergibt sich der Zweig-Stabilitätsindex L_{12} .

$$L_{12} = \frac{4xQ_2}{[V_1 \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1.00 \quad (6.1.1.5)$$

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad (6.1.1.6)$$

$$x = Z \cdot \cos(\theta) \quad (6.1.1.7)$$

Die Gleichung 6.1.1.5 wird verwendet, um den Stabilitätsindex für jede Leitung zu bestimmen.

Damit lassen sich Leitungen identifizieren, die im Stresszustand sind, und es besteht die Möglichkeit, den örtlichen Ursprung des Spannungskollaps festzustellen [10].

Wenn der Leitungsindex L_{12} kleiner als 1 ist, ist das System stabil, wenn dieser Index den Wert 1 überschreitet, verliert das Netz seine Stabilität [11]. Praktische Untersuchungen zeigen, dass in manchen Systemen die Gefahr des Spannungskollapses bereits bei Leitungsindizes ab 0,6 besteht, siehe Kap. 9 und [53].

Beweis: 6.1.1

Aus Gleichung (6.1.1.1)

$$S_2 = \frac{|V_1||V_2|}{Z} \angle(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \angle\theta \quad (6.1.1.1)$$

$$\begin{aligned} S_2 &= \frac{V_1 * V_2}{Z} [\cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) + i * \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2)] - \frac{V_2^2}{Z} [\cos(\theta) + i * \sin(\theta)] = \\ &= \frac{V_1 * V_2}{Z} [\cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_2^2}{Z} \cos(\theta) + i * [\frac{V_1 * V_2}{Z} * \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_2^2}{Z} \sin(\theta)]] \\ &= P_2 + i * Q_2 \end{aligned}$$

$$P_2 = \frac{V_1 * V_2}{Z} \cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \cos\theta \quad (6.1.1.3)$$

$$Q_2 = \frac{V_1 * V_2}{Z} \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_2|^2}{Z} \sin\theta \quad (6.1.1.4)$$

Setzen wir $\delta_1 - \delta_2 = \delta$ in die Gleichung (6.1.1.4) und lösen sie für V_2 .

$$\frac{V_2^2}{Z} \sin(\theta) - \frac{V_1 * V_2}{Z} * \sin(\theta - \delta) + Q_2 = 0$$

$$V_2 \text{ 1/2} = \frac{\frac{V_1}{Z} * \sin(\theta - \delta) \pm \sqrt{\left[\frac{V_1}{Z} * \sin(\theta - \delta)\right]^2 - 4 \frac{\sin(\theta)}{Z} * Q_2}}{2 \frac{\sin(\theta)}{Z}}$$

$$= \frac{\frac{V_1}{Z} * \sin(\theta - \delta) \pm \frac{1}{Z} \sqrt{[V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2 - 4 Z \sin \theta * Q_2}}{2 \frac{\sin(\theta)}{Z}}$$

$\frac{1}{Z}$ oben und unten wird vereinfachen

$$= \frac{V_1 * \sin(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2 - 4x * Q_2}}{2 \sin(\theta)}$$

$$= \frac{V_1 * \sin(\theta - \delta) \pm \left\{ [V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2 - 4x * Q_2 \right\}^{\frac{1}{2}}}{2 \sin(\theta)}$$

oben wird eingesetzt: $Z \sin \theta = x$

V_2 muss reale Wurzeln haben.

Das Kriterium für die Stabilität ist:

$$[V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2 - 4x * Q_2 \geq 0$$

$$L_{12} = \frac{4x * Q_2}{[V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (6.1.1.5)$$

Diese Indexmethode benutzt keine komplexen Admittanzmatrizen.

Alternative Formulierung:

$$\text{Für } Z = \frac{1}{Y} \Rightarrow x = Z \sin \theta = \frac{\sin \theta}{Y}$$

$$L_{12} = \frac{4 \sin \theta * Q_2}{Y [V_1 * \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (6.1.1.6)$$

6.1.2 Leistungsindex (Wirkleistung $L = \frac{P}{P_{\max}}$)

Die Erfahrung zeigt, dass der Spannungskollaps oft als Folge eines Leitungsausfalles stattfindet. Der Leistungsindex (Wirkleistung) dient zur Überprüfung, ob Leitungsausfälle im gegebenen Lastfall den Spannungskollaps verursachen können.

Der Leistungsindex kann Werte zwischen Null (kein Strom fließt durch die Leitung) und eins (maximale Leistung fließt durch die Leitung) annehmen. Ein Wert größer als 0,6 bedeutet, dass die Leitung nach ihrem Ausfall einen Spannungskollaps verursachen kann. [12]

Der Index (Leitung-Chebbo-Index) wird für jede Leitung auf der Grundlage des maximalen Leistungsflusses durch die Leitung berechnet.

Gemäß Chebbo A. M. sollte für ein sicheres und stabiles Netz das Impedanzverhältnis

Z_{12} / Z_{22} kleiner oder gleich 1 sein.

Z_{12} / θ_{12} ist die Leitungsimpedanz, Z_{22} / θ_{22} ist die Lastimpedanz [11].

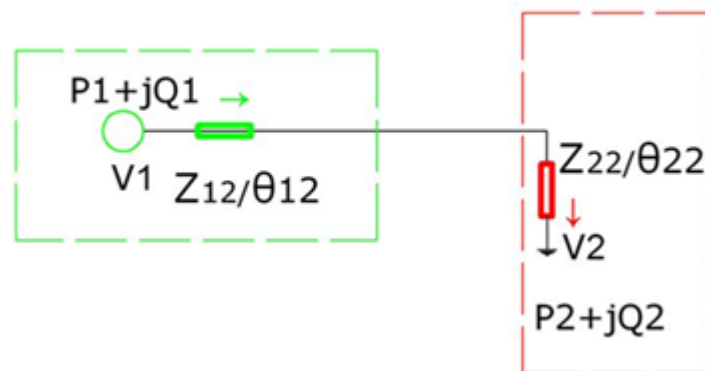


Abbildung 6.1.2 Übertragungsleitung mit Lastimpedanz

Abb. 6.1.3 zeigt den Verlauf der Wirkleistung als Funktion der Lastimpedanz Z_{22} . Man erkennt, dass die übertragene Leistung maximal wird, wenn die Beträge von Last- und Leitungsimpedanz gleich sind. Diese an sich bekannte Tatsache wird im Folgenden abgeleitet.

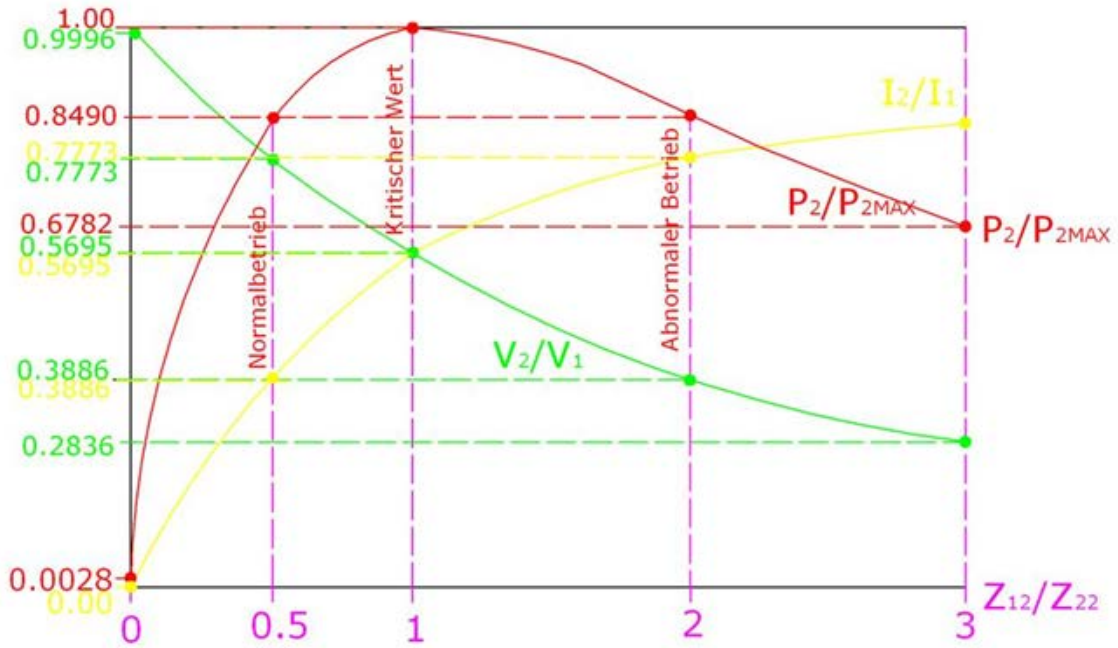


Abb. 6.1.3 Spannung, Strom und Leistung in Abhängigkeit von der Last für ein 2-Knoten-Netz gemäß Abb. 6.1.2.

$$\text{Leitungsimpedanz : } Z_{12} \angle \theta_{12}, \tag{6.1.2.1}$$

$$\text{Lastimpedanz: } Z_{22} \angle \theta_{22}, \theta_{22} = \tan^{-1}\left(\frac{Q_{22}}{P_{22}}\right) \tag{6.1.2.2}$$

$$I = \frac{V_1}{Z_e} = \frac{V_1}{\sqrt{[Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22})]^2 + [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]^2}} \tag{6.1.2.3}$$

$$V_2 = \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \frac{V_1}{\sqrt{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right) \cos(\theta_{12} - \theta_{22})\right]}} \tag{6.1.2.4}$$

$$\text{Wirkleistung: } P_2 = V_2 I \cos(\theta_{22}) \tag{6.1.2.5}$$

$$\text{Blindleistung : } Q_2 = V_2 I \sin(\theta_{22}) \tag{6.1.2.6}$$

Wirkleistung:

$$P_2 = \frac{\frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \cos \theta_{22}}{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right) \cos(\theta_{12} - \theta_{22})\right]} \tag{6.1.2.7}$$

Blindleistung:

$$Q_2 = \frac{\frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \sin\theta_{22}}{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))\right]} \quad (6.1.2.8)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial Z_{22}} = 0 \quad (6.1.2.9)$$

Fortführend setzen wir $\frac{Z_{22}}{Z_{12}} = 1$ (6.1.2.10)

Die maximal übertragbare Leistung ist:

$$P_{2(\max)} = \frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{\cos\theta_{22}}{4\cos^2\left(\frac{\theta_{12} - \theta_{22}}{2}\right)} \quad (6.1.2.11)$$

Basierend auf dem maximalen „Power Flow“ Leistungsindex wird definiert:

$$L_{12} = \frac{P_2}{P_{2(\max)}} = \frac{\text{Übertragene Wirkleistung von Knoten 1 nach 2}}{\text{Maximale Wirkleistung, die übertragen werden kann}}$$

(6.1.2.12) Damit ein Betriebszustand als sicher gewertet werden kann, sollte der Leistungsindex, wie oben erwähnt, bei jeder Leitung kleiner als 1 sein. **[12]**

Beweis: 6.1.2

Leitungsimpedanz $Z_{12} \angle \theta_{12}$ $Z_{12} = Z_{12} \cos(\theta_{12}) + i * \sin(\theta_{12})$ (6.1.2.1)

Lastimpedanz $Z_{22} \angle \theta_{22}$ $Z_{22} = Z_{22} \cos(\theta_{22}) + i * \sin(\theta_{22})$ (6.1.2.2)

$$Z_e = Z_{12} + Z_{22} = Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22}) + i * [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]$$

$$Z_e = \sqrt{[Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22})]^2 + [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]^2}$$

$$I = \frac{V_1}{Z_e} = \frac{V_1}{\sqrt{[Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22})]^2 + [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]^2}} \quad (6.1.2.3)$$

$$V_2 = Z_{22} I = \frac{Z_{22} V_1}{\sqrt{[Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22})]^2 + [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]^2}} \quad (6.1.2.3.a)$$

Der Ausdruck in Nenner wird umgeformt:

$$Z_e^2 = [Z_{12} \cos(\theta_{12}) + Z_{22} \cos(\theta_{22})]^2 + [Z_{12} \sin(\theta_{12}) + Z_{22} \sin(\theta_{22})]^2 =$$

$$= Z_{12}^2 + Z_{22}^2 + 2Z_{12}Z_{22}(\cos(\theta_{12} - \theta_{22})) \quad (6.1.2.3.b)$$

Setzen wir die Gleichung (6.1.2.3.b) in die Gleichung (6.1.2.3.a) ein, so erhalten wir:

$$V_2 = \frac{Z_{22}V_1}{\sqrt{[Z_{12}^2 + Z_{22}^2 + 2Z_{12}Z_{22}(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))]} \quad (6.1.2.3.c)$$

$$V_2 = \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \frac{V_1}{\sqrt{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))\right]}} \quad (6.1.2.4)$$

$$\begin{aligned} \text{wo : } I &= \frac{V_1}{Z_e} = \frac{V_1}{\sqrt{Z_{12}^2 + Z_{22}^2 + 2Z_{12}Z_{22}(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))}} = \\ &= \frac{1}{Z_{12}} \frac{V_1}{\sqrt{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))\right]}} \end{aligned} \quad (6.1.2.4.a)$$

Leistung:

$$\text{Wirkleistung } P_2 = V_2 I \cos(\theta_{22}) \quad (6.1.2.5)$$

$$\text{Blindleistung } Q_2 = V_2 I \sin(\theta_{22}) \quad (6.1.2.6)$$

Setzen wir die Gleichung (6.1.2.4) und (6.1.2.4.a) in die Gleichung (6.1.2.5) ein, so ergibt sich:

$$P_2 = \frac{\frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \cos\theta_{22}}{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))\right]} \quad (6.1.2.7)$$

$$Q_2 = \frac{\frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{Z_{22}}{Z_{12}} \sin\theta_{22}}{\left[1 + \left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{22}}{Z_{12}}\right)(\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))\right]} \quad (6.1.2.8)$$

Die maximale Wirkleistung, die übertragen werden kann, erhält man mit Hilfe der Grenzbedingung Gl. 6.1.2.9.

$$\frac{\partial P_2}{\partial Z_{22}} = 0 \quad (6.1.2.9)$$

Daraus ergibt sich, dass das Maximum der Wirkleistung auftritt wenn gilt:

$$\frac{Z_{22}}{Z_{12}} = 1 \quad (6.1.2.10)$$

Setzen wir die Gleichung (6.1.2.10) in den Ausdruck (6.1.2.7) ein, so erhalten wir die Gleichung (6.1.2.10.a)

$$= \frac{V_1^2}{2Z_{12}} \frac{\cos\theta_{22}}{[1 + (\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))]} \quad (6.1.2.10.a)$$

Der Ausdruck im Nenner ist gleich

$$[1 + (\cos(\theta_{12} - \theta_{22}))] = 2\cos^2\left(\frac{\theta_{12} - \theta_{22}}{2}\right)$$

Damit ergibt sich die maximale übertragbare Leistung zu:

$$P_{2(\max)} = \frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{\cos\theta_{22}}{4\cos^2\left(\frac{\theta_{12} - \theta_{22}}{2}\right)} \quad (6.1.2.11)$$

Basierend auf dem maximalen Leistungsfluss in der Leitung ist der Leistungsindex:

$$L_{12} = \frac{P_2}{P_{2(\max)}} = \frac{\text{Übertragene Wirkleistung von Knoten 1 nach 2}}{\text{Maximale Wirkleistung, die übertragen werden kann}} \quad (6.1.2.12)$$

Bsp.

$$P_{2(\max)} = \frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{\cos\theta_{22}}{4\cos^2\left(\frac{\theta_{12} - \theta_{22}}{2}\right)}$$

$$x = 0.1; \quad \theta_{12} = 90^\circ = 1.5708 \text{ pu}$$

Für $\theta_{22} = 90^\circ$

$$P_{2(0)} = \frac{1^2}{0.1} \frac{\cos 90^\circ}{4\cos^2\left(\frac{90^\circ - 90^\circ}{2}\right)} = 0 \Rightarrow P_{2(0)} = 0$$

Für $\theta_{22} = 0^\circ$ ist die maximale Leistung, die die Leitung übertragen kann

$$P_{2(\max)} = \frac{1^2}{0.1} \frac{\cos 0^\circ}{4\cos^2\left(\frac{90^\circ - 0^\circ}{2}\right)} = \frac{1}{0.2} = 5.0 \Rightarrow P_{2(\max)} = 5.0$$

$$P_{2(\max)} = 5.0 [\text{pu}] = 500 [\text{MW}]$$

6.2 Knotenindex-Stabilitätsindex [Kessel und Glavitsch]

Kessel und Glavitsch entwickelten einen Spannungsstabilitätsindex, der auf der Lösung der Lastfluss-Gleichungen basiert. Der Knotenindex gibt ein quantitatives Maß für die Abschätzung der Distanz des aktuellen Netzzustandes zur Stabilitätsgrenze. Der Knoten mit dem größten Index ist der kritische Knoten des Netzes.

Ableitung des Knoten-L-Index:

Die Knotenpunktadmittanzmatrix des Netzes wird in Erzeugungs- (G) und Lastanteil (L) partitioniert. Zeile und Spalte des Bezugsknotens werden hierbei berücksichtigt und der Erzeugungspartition zugeteilt.

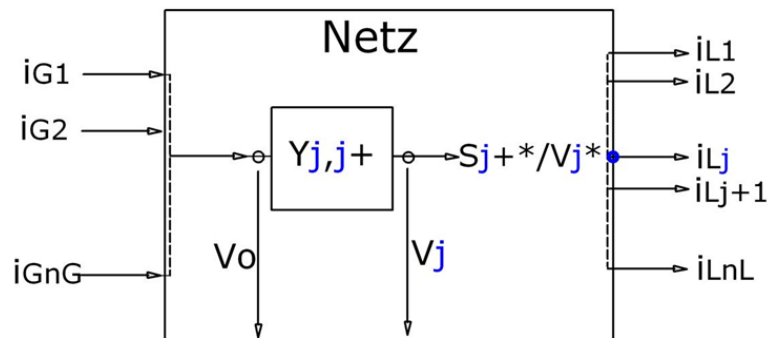


Abb. 6.2 Knotenindex

Der Zusammenhang zwischen Strom und Spannung lautet somit:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_L \\ \underline{i}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{LL} & \underline{Y}_{LG} \\ \underline{Y}_{GL} & \underline{Y}_{GG} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \underline{u}_L \\ \underline{u}_G \end{bmatrix} \quad (6.2.1)$$

\underline{i}_L und \underline{u}_L sind Vektoren der Dimension n_L , wobei n_L die Anzahl der Lastknoten ist. Die Vektoren \underline{i}_G und \underline{u}_G besitzen die Dimension n_G , welche durch die Anzahl der Einspeisungen einschließlich des Bezugsknotens festgelegt wird. [3-s9]

Aus die Gleichung (6.2.1) wird durch Variablentausch zwischen \underline{i}_L und \underline{u}_L eine Hybridmatrix-Darstellung gebildet:

$$\begin{bmatrix} \underline{u}_L \\ \underline{i}_G \end{bmatrix} = H \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_L \\ \underline{u}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{LL} & \underline{F} \\ \underline{K} & \underline{E} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_L \\ \underline{u}_G \end{bmatrix} \quad (6.2.2)$$

$$\text{wo: } \underline{Z}_{LL} = \frac{1}{\underline{Y}_{LL}} \quad (6.2.3)$$

Der Stabilitätsindex L_j für jeden Knoten j ist gegeben als

$$L_j = \left| \frac{S_j^+}{Y_{jj} V_j^2} \right| \quad (6.2.4)$$

S_j^+ - transformierte injizierte Leistungen.

Y_{jj}^+ - Admittanz an Knoten j gegeben durch:

$$Y_{jj}^+ = \frac{1}{Z_{jj}} \quad (6.2.5)$$

Z_{jj} ist das jj-Element von Z_{LL} .

V_j - komplexe Spannung am Knoten j

S_j^+ besteht aus zwei Teilen: S_j und S_j^{korr}

$$S_j^+ = S_j + S_j^{\text{korr}} \quad (6.2.6)$$

$$\text{wo} \quad S_j^{\text{korr}} = \sum_{\substack{i \in \alpha L \\ i \neq j}} \frac{Z_{ji}^*}{Z_{jj}^*} \cdot \frac{S_i}{V_i} \cdot V_j \quad (6.2.7)$$

Wo:

Z_{ji} sind Nichtdiagonalelemente der Impedanzmatrix Z_{LL}

Z_{jj} ist das Diagonalelement der Impedanzmatrix Z_{LL}

S_j, S_i Knotenlasten in Knoten j und i

Für einen stabilen Zustand im elektrischen Netz gilt die Bedingung $L_j < 1$. Ein Knoten mit Index nahe 1,00 ist als kritischer Knoten zu bezeichnen und anfällig für einen Spannungskollaps. [10] Der Abstand von der Stabilitätsgrenze kann als die Distanz L vom Wert 1 erhalten werden d.h. (1-L). [19-s2]

[10] Ein **globaler Indikator L**, der die Stabilität des gesamten Netzes beschreibt, ist gegeben durch:

$$L = \max_{j \in \alpha L} (L_j) \quad (6.2.8)$$

Der Knotenindex L Gl. (6.2.4) wird gemäß Gl. (6.2.7) mit Hilfe der Informationen der Lastknoten berechnet. Da die Anzahl der Lastknoten in der Regel größer als die Anzahl der Generatorknoten ist, wurde ein äquivalenter Knotenindex abgeleitet, welcher durch die Generatorleistungen bestimmt ist.[14] Seine Formulierung wird jedoch hier nicht verwendet.

Kapitel 7

Veranschaulichung der Formulierung der CPF- und L-Index-Methoden anhand von einfachen Beispielen

7.1 Continuation Power Flow – Beispiel: 3-Knoten-Netz

7.1.1 λ - Continuation Parameter

Die Jacobi- Matrix für das 3-Knoten-Netz mit λ – als Continuation Parameter sieht so aus:

$$J_{aug} = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccc} \frac{\partial f_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_1}{\partial \delta_3} & \frac{\partial f_1}{\partial V_2} & \frac{\partial f_1}{\partial V_3} & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial f_2}{\partial V_2} & \frac{\partial f_2}{\partial V_3} & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial f_3}{\partial V_2} & \frac{\partial f_3}{\partial V_3} & \frac{\partial f_3}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial f_4}{\partial V_2} & \frac{\partial f_4}{\partial V_3} & \frac{\partial f_4}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f_5}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_5}{\partial \delta_3} & \frac{\partial f_5}{\partial V_2} & \frac{\partial f_5}{\partial V_3} & \frac{\partial f_5}{\partial \lambda} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right| \end{array} \quad (7.1.1.1)$$

$$e_k = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1] \quad (7.1.1.2)$$

Die abgekürzte schematische Darstellung der Jacobi- Matrix lautet:

$$J_{aug} = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccc} & \delta_2 & \delta_3 & V_2 & V_3 & \lambda \\ P_2 & & & & & \uparrow \\ P_3 & & & & & \\ Q_2 & & & & & \\ Q_3 & & & & & \\ e_k & \leftarrow & & & & \end{array} \right| \end{array} \quad (7.1.1.3)$$

Die erste bzw. zweite Spalte entspricht dem Spannungswinkel für den zweiten bzw. dritten Knoten. Die dritte bzw. vierte Spalte bezeichnet den Spannungsbetrag für den zweiten bzw. dritten Knoten. In der fünften Spalte wird λ (Lastfaktor – Lambda) dargestellt. Die erste bzw. zweite Reihe stellt die Wirkleistung für den zweiten bzw. dritten Knoten dar. Die dritte bzw. vierte Reihe wiederum zeigt die Blindleistung am dritten bzw. vierten Knoten. In der fünften Reihe wird der ek-Vektor dargestellt. Da λ Continuation Parameter ist steht in ek an der λ -Position (5. Position) 1.

Solange λ **Continuation Parameter** ist, werden die ek –Reihe und die λ –Spalte beim **Korrektorschritt** eliminiert. (Da λ in den Korrektor-Iterationen auf dem Prädiktor-Wert festgehalten wird, ist es aus dem Korrektor-Gleichungssystem zu eliminieren). Die Jacobi-Matrix ohne ek – Vektor und λ –Spalte (J_0) sieht wie folgt aus:

$$J_0 = \begin{vmatrix} & \delta_2 & \delta_3 & v_2 & v_3 \\ P_2 & & & & \\ P_3 & & & & \\ Q_2 & & & & \\ Q_3 & & & & \end{vmatrix} \quad (7.1.1.4)$$

$$Ddk = -\text{inv}(J_0) \cdot \begin{bmatrix} Dfp_2 \\ Dfp_3 \\ Dfq_2 \\ Dfq_3 \end{bmatrix} \quad (7.1.1.5)$$

$Dfp_2, Dfp_3, Dfq_2, Dfq_3$ Werte und die Elemente innerhalb der J_0 - Matrix werden im 1. Korrektorschritt mit den Prädiktor-Spannungen berechnet und ändern sich im Verlaufe der Korrektor-Iterationen nach demselben Prinzip wie bei konventionellen Lastflussiterationen. Bei Konvergenz des Korrektors werden die Werte $Dfp_2, Dfp_3, Dfq_2, Dfq_3$ zu 0

7.1.2 V-Continuation Parameter (V3-Cont. Param.)

Was ändert sich, wenn V der Continuation Parameter ist?

Nehmen wir an, dass v_3 die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente im Netz hat und als Continuation Parameter gewählt wird.

Die Jacobi-Matrix für das 3 Knoten-Netz mit Spannung V_3 – als Continuation Parameter:

$$J_{aug} = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccc} \frac{\partial f1}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f1}{\partial \delta 3} & \frac{\partial f1}{\partial V2} & \frac{\partial f1}{\partial V3} & \frac{\partial f1}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f2}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f2}{\partial \delta 3} & \frac{\partial f2}{\partial V2} & \frac{\partial f2}{\partial V3} & \frac{\partial f2}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f3}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f3}{\partial \delta 3} & \frac{\partial f3}{\partial V2} & \frac{\partial f3}{\partial V3} & \frac{\partial f3}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f4}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f4}{\partial \delta 3} & \frac{\partial f4}{\partial V2} & \frac{\partial f4}{\partial V3} & \frac{\partial f4}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial f5}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f5}{\partial \delta 3} & \frac{\partial f5}{\partial V2} & \frac{\partial f5}{\partial V3} & \frac{\partial f5}{\partial \lambda} \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{array} \right| \end{array} \quad (7.1.2.1)$$

$$J_{aug} = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccc} & \delta 2 & \delta 3 & V2 & V3 & \lambda \\ P2 & & & & & \\ P3 & & & & & \\ Q2 & & & & & \\ Q3 & & & & & \\ ek & & & & & \end{array} \right| \end{array} \quad (7.1.2.2)$$

Der Vektor ek ist nun in der V_3 -Position (4. Position) mit 1 besetzt.

Solange V **Continuation Parameter** ist, werden die e_k - Vector-Reihe und die V_3 - Spalte beim **Korrektorschritt** eliminiert. (V_3 wird in den Korrektor-Iterationen auf dem Prädiktor-Wert festgehalten. Damit werden die Differentiale $dV_3 = 0$ und somit aus dem Korrektor-Gleichungssystem eliminiert).

Die Jacobi- Matrix J_0 sieht danach so aus:

$$J_0 = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccc} & \delta 2 & \delta 3 & V2 & \lambda \\ P2 & & & & \\ P3 & & & & \\ Q2 & & & & \\ Q3 & & & & \end{array} \right| \end{array} \quad (7.1.2.3)$$

$$D_{dk} = -\text{inv}(J_0) \cdot \begin{bmatrix} Dfp2 \\ Dfp3 \\ Dfq2 \\ Dfq3 \end{bmatrix} \quad (7.1.2.4)$$

Die Korrektor-Iterationen verlaufen im Prinzip abermals wie bei einer konventionellen Lastflussrechnung.

7.2 Basisfall (2kn Netz)

λ - Continuation Paramater und V- Continuation Paramater.

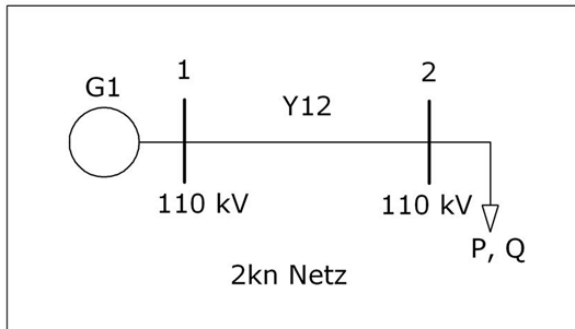


Abb.7.2 2-Knoten-Netz

Die Eingabedaten für das Netz mit 2 Knoten.

$$K = 1.0; P_0 = 0.1;$$

$$Y_{21} = -10; Y_{22} = 10;$$

$$V_2 = 1.004; \delta_2 = 0.01;$$

$$\theta_{21} = -1.5708; \theta_{22} = -1.5708;$$

$$Q_0 = 0; \text{ito} = [0.01; 1.004; 0];$$

7.2.1 Prädiktor und Korrektor λ Continuation Paramater

Spannungswinkel δ_2 , Spannungsbetrag v_2 und Lastfaktor λ

$$\delta_2 = 0.01; V_2 = 1.004; \lambda = 0.3;$$

$$J_{\text{aug}} = \begin{array}{c|cc} \delta_2 & v_2 & \lambda \\ \hline \frac{\partial f_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_1}{\partial v_2} & P_0 K \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_2}{\partial v_2} & Q_0 K \\ \hline 0 & 0 & 1 \end{array} \quad d\lambda = 1 \quad e_k = [0 \ 0 \ 1]$$

Element k in $e_k \neq 0$; k=3 entspricht Parameter $d\lambda$

$$J_{\text{aug}} = \begin{array}{c|cc} 10.0392 & 0.1300 & 0.1 \\ \hline 0.1306 & 10.0808 & 0.0 \\ \hline 0 & 0 & 1 \end{array}$$

Tangentenvektorkomponente:

$$t = \text{inv}(J_{\text{aug}}) * \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix} \Rightarrow t = \begin{vmatrix} -0.0100 \\ 0.0001 \\ 1.0000 \end{vmatrix}$$

Für Schrittweitenfaktor $\tau = 0.3$

$$it_{1p} = it_o + \tau * t$$

$$\Rightarrow it_{1p} = \begin{vmatrix} 0.010 \\ 1.004 \\ 0.300 \end{vmatrix}$$

Korrektorschritt λ - Continuation Parameter

$$\delta_2 = 0.01 \quad V_2 = 1.004 \quad \lambda = 0.3 \Rightarrow \text{CONST}$$

$$J_{\text{aug}} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f1}{\partial V_2} & \text{PoK} \\ \frac{\partial f2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f2}{\partial V_2} & \text{QoK} \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Solange λ - Continuation Parameter angenommen wird, werden bei Korrektorschritten

λ - Spalte und e_k - vektor eliminiert:

$$J_o = \begin{vmatrix} \frac{\partial f1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f1}{\partial V_2} \\ \frac{\partial f2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f2}{\partial V_2} \end{vmatrix} \Rightarrow J_o = \begin{vmatrix} 10.0392 & 0.1300 \\ 0.1306 & 10.0809 \end{vmatrix}$$

J_o - ist die Jakobi-Matrix ohne λ - Spalte und e_k - vector

$$Dfp = \text{Po}(1 + K * \lambda) + V_2 * Y_{21} * \cos(\delta_2 - \theta_{21}) + V_2^2 * Y_{22} * \cos(\theta_{22})$$

$$Dfq = \text{Qo}(1 + K * \lambda) + V_2 * Y_{21} * \sin(\delta_2 - \theta_{21}) + V_2^2 * Y_{22} * \sin(\theta_{22})$$

$$Ddk = -\text{inv}(J_o) \begin{bmatrix} Dfp \\ Dfq \end{bmatrix} \Rightarrow Ddk = \begin{bmatrix} -0.0229 \\ -0.0037 \end{bmatrix}$$

Aktualisieren wir die Werte für Spannungswinkel und Spannungsbetrag

$$\delta_2 = \delta_2 + D\delta_2 = 0.01 + (-0.0229) = -0.0129$$

$$V_2 = V_2 + DV_2 = 1,004 + (-0.0037) = 1.0003$$

Für $\delta_2 = -0.0129$ und $V_2 = 1.0003$; wird ein weiterer Korrektorschritt durchgeführt, und die Korrektorschritte werden solange wiederholt bis $Ddk \cong 0$ ist.

Die Endlösung der 1. Iteration ist:

$$\Rightarrow it_1 = \begin{vmatrix} -0.0130 \\ 0.9999 \\ 0.3000 \end{vmatrix}$$

7.2.2 Prädiktor: λ - Continuation Parameter, Korrektor: V- Continuation Parameter

In der 15-ten Iteration wird die Bedingung erfüllt den Continuation Parameter von λ auf V umzukehren.

Spannungswinkel δ_2 , Spannungsbetrag v_2 und Lastfaktor λ

$$\delta_2 = -0.7829; \quad V_2 = 0.7089; \quad \lambda = 48.9996;$$

Vorerst ist noch λ Continuation Parameter. Die Jacobi-Matrix lautet:

$$J_{aug} = \begin{vmatrix} 5.0252 & -7.0534 & 0.1 \\ -5.0001 & 7.0893 & 0.0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Tangentenvektor:

$$t = \text{inv}(J_{aug}) * \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix} \Rightarrow t = \begin{vmatrix} -1.9833 \\ -1.3988 \\ 1.0000 \end{vmatrix}$$

Da gilt: $dV_2 > d\lambda$, ist nun die Bedingung für den Wechsel von Continuation Parameter λ auf V_2 erfüllt.

Für Schrittweitenfaktor $\tau = 0.0019$ erhält man:

$$it_{15p} = it_{14} + \tau * t$$

$$\Rightarrow \text{it}_{15p} = \begin{vmatrix} -0.7867 \\ 0.7062 \\ 49.0015 \end{vmatrix}$$

it_{15p} enthält Spannungswinkel, Spannungsbetrag und Lambda

Korrektorschritt V-Continuation Parameter

Der Korrektorschritt erfolgt mit Continuation Parameter V_2 .

$$\delta_2 = -0.7867; \quad V_2 = 0.7062 \Rightarrow \text{CONST} \quad \lambda = 49.0015$$

$$J_{\text{aug}} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_1}{\partial V_2} & \text{PoK} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_2}{\partial V_2} & \text{QoK} \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix}$$

Solange V als **Continuation Parameter** ist, werden in der Jakobi Matrix die V -Spalte (der Continuation Parameter ist im Korrektorschritt eine Konstante) und der e_k -Vektor beim Korrektorschritt eliminiert.

$$Df_p = P_o (1 + K * \lambda) + V_2 * Y_{21} * \cos(\delta_2 - \theta_{21}) + V_2^2 * Y_{22} * \cos(\theta_{22})$$

$$Df_q = Q_o (1 + K * \lambda) + V_2 * Y_{21} * \sin(\delta_2 - \theta_{21}) + V_2^2 * Y_{22} * \sin(\theta_{22})$$

$$Ddk = -\text{inv}(J_o) \begin{bmatrix} Df_p \\ Df_q \end{bmatrix} \Rightarrow Ddk = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ -0.0015 \end{bmatrix}$$

Aktualisieren der Werte für Spannungswinkel und Lastfaktor

$$\delta_2 = \delta_2 + D\delta_2 = -0.7867 + (0.000) = -0.7867$$

$$\lambda = \lambda + D\lambda = 49.0015 + (-0.0015) = 49.0000$$

Für $\delta_2 = -0.7867$, $\lambda = 49.0000$ wird noch ein Korrektorschritt durchgeführt, wobei die Korrektorschritte solange wiederholt werden bis $Ddk \cong 0$ ist.

Die Endlösung der 15-ten Iteration ist:

$$\Rightarrow \text{it}_{15} = \begin{vmatrix} -0.7867 \\ 0.7062 \\ 49.000 \end{vmatrix}$$

7.2.3 Prädiktor und Korrektor: V- Continuation Parameter

Ab der 16. Iteration und weiterhin, bis die Bedingung zur Umsetzung von Continuation Parameter $V \Rightarrow \lambda$ erfüllt ist, gilt für den Prädiktorschritt:

Die Matrix J_{aug} hat dieselbe Form wie oben:

$$J_{aug} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f1}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f1}{\partial V2} & PoK \\ \frac{\partial f2}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f2}{\partial V2} & QoK \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix}$$

Der Tangentenvektor lautet:

$$t = \text{inv}(J_{aug}) * \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \end{vmatrix}$$

Die Stützpunkt-Variable im Vektor der bekannten Größen der obigen Gleichung wird nun auf -1 gesetzt. Damit wird eine negative Spannungs-Tangentenvektorkomponente des Continuation Parameters erzeugt und somit eine Reduktion des Spannungsbetrags bewirkt.

Die Korrektorschritte mit Continuation Parameter V verlaufen im Prinzip gleich wie oben in der 15. Iteration.

7.2.4 Prädiktor und Korrektor λ - Continuation Parameter, unterer Teil der PV-Kennlinie

Es gilt für den Prädiktorschritt:

$$J_{aug} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f1}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f1}{\partial V2} & PoK \\ \frac{\partial f2}{\partial \delta 2} & \frac{\partial f2}{\partial V2} & QoK \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

$$t = \text{inv}(J_{\text{aug}}) * \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \end{pmatrix}$$

Die Stützpunkt-Variable im Vektor der bekannten Größen der obigen Gleichung wird abermals auf -1 gesetzt um eine negative λ -Tangentenvektorkomponente zu erzeugen und damit eine Reduktion von λ zu bewirken.

Die Korrektorschritte mit Continuation Parameter λ verlaufen im Prinzip gleich wie in Kap. 7.2.1.

7.3 L-Index Basis

Die L-Index Methoden werden für ein Netz mit 9 Knoten veranschaulicht.

7.3.1 Leitungsindex (Q)

Der Leitungsindex wird für jede Leitung berechnet. Dafür sind keine Funktionalmatrixelemente sondern nur die Zweigadmittanzen notwendig, welche am Beginn der Iteration bestimmt werden. Die benötigten Spannungswinkel und Spannungsbeträge werden aus den CPF-Berechnungen übernommen.

7.3.1.1 Leitungsindex: 9 Knoten-Netz

Leitung 4-5: 5 „Leitungsbeginn“, 4 „Leitungsende“

Blindleistung zwischen Knoten 4 und 5

$$Q_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54})$$

$$Q_{54} = -0.1164$$

$$L_{54} = \frac{4 \cdot \sin\theta_{54} \cdot Q_{54}}{Y_{54} \cdot [V_5 \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4)]^2}$$

$$L_{54} = 0.0404$$

Die Berechnung der L-Indizes für die Leitungen 46, 75, 96, 78, 98 ist im [54-Anhang B] zu finden.

7.3.1.2 Leitungsindex: Leitung L_{54} bei 17 Knoten-Netz

Leitung 4-5: 5 „Leitungsbeginn“, 4 „Leitungsende“

Blindleistung zwischen Knoten 4 und 5

$$Q_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54})$$

$$Q_{54} = -0.2056$$

$$L_{54} = \frac{4 \cdot \sin\theta_{54} \cdot Q_{54}}{Y_{54} \cdot [V_5 \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4)]^2}$$

$$L_{54} = 0.0908$$

Die Berechnung des L-Index für die Leitungen 6-4, 4-8, 6-5, 7-5, 8-5, 6-7, 7-8, 10-9, 15-9, 10-11, 14-10, 12-11, 12-13, 14-12, 17-13, 14-15, 14-17, 15-16 und 17-16 ist im **[54-Anhang B]** zu finden.

Die Leitung 16-17 wird im folgenden Teil ausführlich analysiert:

Die Blindleistung am 16. und 17. Knoten wird ähnlich wie oben berechnet. Da der Admittanzwinkel θ negativ ist (induktiver Längsleitwert), erhält man dann einen positiven L-Index, wenn sich die Blindleistung aus der Rechnung ebenfalls mit negativem Vorzeichen ergibt. Negative Blindleistung bedeutet gemäß Abb. 7.3.1.2 Blindleistungsfluss zum Knoten 16 und damit eine Tendenz zur Spannungsabsenkung des Knotens 16 gegenüber Knoten 17. Der L-Index ist daher eine Maßzahl für diese Tendenz und damit gleichzeitig eine Maßzahl für das Spannungsstabilitätsniveau des Knotens 16.

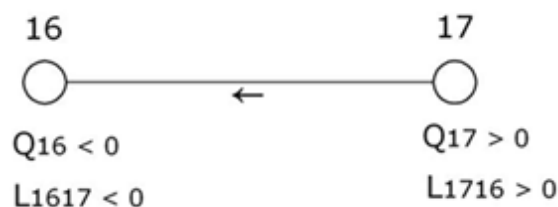


Abb.7.3.1.2 Die Knoten 16-17 bei 17 Knoten-Netz

7.3.2 Knoten Index

Der hier präsentierte Ansatz stellt eine vereinfachte Variante der Originalmethode laut Kessel/Glawitsch dar. Die Veränderungen lauten:

- Statt der Knotenpunkts-Impedanzmatrix werden die Admittanzmatrixelemente verwendet. Die Inversion des Lastteils der Admittanzmatrix entfällt daher.
- Bei der Berechnung der äquivalenten Last (S_j^+) werden statt der Knotenlasten die Leistungsflüsse der Zweige, welche zum betrachteten Lastknoten fließen, berücksichtigt.

Die Admittanzmatrixelemente werden am Anfang der Iteration bestimmt und bleiben im Laufe der Iterationen unverändert. In jeder Iteration werden die Spannungsbeträge und Spannungswinkel vom CPF übernommen.

7.3.2.1 Knoten Index Lösung: Knoten 5 bei 9kn Netz

Der 5te Knoten ist mit den 4ten und 7ten Knoten verbunden.

Im ersten Schritt werden die Wirk- und Blindleistungen der Zweige des Knotens 5 bestimmt:

$$P_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \cos(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \cos(-\theta_{54})$$

$$P_{54} = -0.3881$$

$$P_{57} = -V_5 \cdot V_7 \cdot Y_{57} \cdot \cos(-\theta_{57} + \delta_5 - \delta_7) + V_5^2 \cdot Y_{57} \cdot \cos(-\theta_{57})$$

$$P_{57} = -0.1119$$

$$Q_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54})$$

$$Q_{54} = -0.1164$$

$$Q_{57} = -V_5 \cdot V_7 \cdot Y_{57} \cdot \sin(-\theta_{57} + \delta_5 - \delta_7) + V_5^2 \cdot Y_{57} \cdot \sin(-\theta_{57})$$

$$Q_{57} = -0.0871$$

Komplexe Zweigleistungen an Knoten 5

$$S_{54} = P_{54} + iQ_{54}$$

$$S_{57} = P_{57} + iQ_{57}$$

$$S_5 = S_{54} + S_{57} = P_{54} + P_{57} + i(Q_{54} + Q_{57})$$

$$S_5 =$$

$$-0.5000 - 0.2035i$$

$$\text{abs}(S_5)$$

0.5398

Die komplexen Knotenleistungen können auch direkt aus den Gleichungen unten berechnet werden:

$$P_5 = P_{O5}(1 + K \cdot \lambda)$$

$$Q_5 = Q_{O5}(1 + K \cdot \lambda)$$

Leistungskoeffizienten für Knoten 5 beim 9-Knoten-Netz: $P_{O5} = \mathbf{0.50}$ und $Q_{O5} = \mathbf{0.20}$.

(siehe **Anhang A**)

Für $\lambda = \mathbf{0}$;

$$P_5 = P_{O5}(1 + K \cdot \lambda) = \mathbf{0.50} \cdot 1 = \mathbf{0.50}$$

$$Q_5 = Q_{O5}(1 + K \cdot \lambda) = \mathbf{0.20} \cdot 1 = \mathbf{0.20}$$

$$S_5 = P_5 + iQ_5 = 0.50 + 0.20i$$

$$\text{abs}(0.50 + 0.20i) = \mathbf{0.5385}$$

Im zweiten Schritt wird $S_{5\text{korr}}$ bestimmt. $S_{5\text{korr}}$ berücksichtigt die Einwirkung von allen benachbarten Knoten auf den 5. Knoten, in unserem Fall die Einwirkung vom 4. und 7. Knoten auf den 5. Knoten.

$$S_{5\text{korr}} = V_5 Y_{55}' \sum_{i=4,7} \left(\frac{S_{5i}}{Y_{5i}' V_i} \right) = \left(\frac{S_{54}}{Y_{54}' V_4} \right) + \left(\frac{S_{57}}{Y_{57}' V_7} \right)$$

$$S_{5\text{korr}} =$$

$$-0.9016 - 0.4282i$$

Y_{54}, Y_{57} Zweigadmittanzen der zum Knoten 5 führenden Leitungen

V_4, V_5, V_7 Komplexe Knotenspannungen der Knoten 4, 5 und 7

Y_{55} Diagonalelement der Knotenpunktsadmittanzmatrix für Knoten 5

' bedeutet konjugiert komplex

Nachdem $S_{5\text{korr}}$ berechnet ist, wird S_5^+ bestimmt:

$$S_5^+ = S_5 + S_{5\text{korr}}$$

$S_5 = P_5 + jQ_5$ ist die Last für den 5ten Knoten

Danach wird der Knotenindex L_5 berechnet:

$$L_5 = \frac{S_5 + S_{5\text{korr}}}{V_5^2 Y_{55}'}$$

$$L_5 =$$

$$-0.0772 - 0.0348 i$$

$$\text{abs}(L_5)$$

$$L_5 =$$

$$0.0847$$

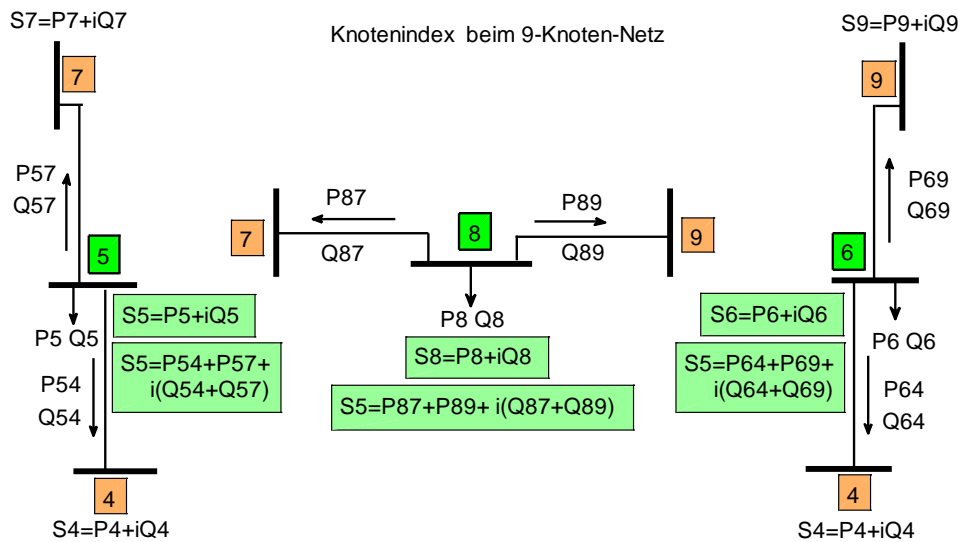


Abb.7.3.2.1.a Knotenindex für den 5. Knoten

Abb.7.3.2.1.b Knotenindex für den 8. Knoten

Abb.7.3.2.1.c Knotenindex für den 6. Knoten

Abb. 7.3.2.1 Knotenindex bei 9kn Netz

Die gerechneten Knotenindizes für den 6ten und 8ten Knoten sind im [54-Anhang B] zu finden.

7.3.2.2 Knotenindex - Lösung: Knoten 5 bei 17kn Netz

Knotenindex für den 5. Knoten

Wirkleistungen der Zweige des Knotens 5 (An Knoten 5 grenzen die Knoten 4, 6, 7 und 8):

$$P_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \cos(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \cos(-\theta_{54})$$

$$P_{54} = -0.2670$$

$$P_{56} = -V_5 \cdot V_6 \cdot Y_{56} \cdot \cos(-\theta_{56} + \delta_5 - \delta_6) + V_5^2 \cdot Y_{56} \cdot \cos(-\theta_{56})$$

$$P_{56} = -0.2220$$

$$P_{57} = -V_5 \cdot V_7 \cdot Y_{57} \cdot \cos(-\theta_{57} + \delta_5 - \delta_7) + V_5^2 \cdot Y_{57} \cdot \cos(-\theta_{57})$$

$$P_{57} = -0.2320$$

$$P_{58} = -V_5 \cdot V_8 \cdot Y_{58} \cdot \cos(-\theta_{58} + \delta_5 - \delta_8) + V_5^2 \cdot Y_{58} \cdot \cos(-\theta_{58})$$

$$P_{58} = -0.2788$$

Blindleistungen der Zweige des Knotens 5:

$$Q_{54} = -V_5 \cdot V_4 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54} + \delta_5 - \delta_4) + V_5^2 \cdot Y_{54} \cdot \sin(-\theta_{54})$$

$$Q_{54} = -0.2056$$

$$Q_{56} = -V_5 \cdot V_6 \cdot Y_{56} \cdot \sin(-\theta_{56} + \delta_5 - \delta_6) + V_5^2 \cdot Y_{56} \cdot \sin(-\theta_{56})$$

$$Q_{56} = -0.2258$$

$$Q_{57} = -V_5 \cdot V_7 \cdot Y_{57} \cdot \sin(-\theta_{57} + \delta_5 - \delta_7) + V_5^2 \cdot Y_{57} \cdot \sin(-\theta_{57})$$

$$Q_{57} = -0.2161$$

$$Q_{58} = -V_5 \cdot V_8 \cdot Y_{58} \cdot \sin(-\theta_{58} + \delta_5 - \delta_8) + V_5^2 \cdot Y_{58} \cdot \sin(-\theta_{58})$$

$$Q_{58} = -0.1672$$

Komplexe Zweigleistungen an Knoten 5

$$S_{54} = P_{54} + iQ_{54}$$

$$S_{56} = P_{56} + iQ_{56}$$

$$S_{57} = P_{57} + iQ_{57}$$

$$S_{58} = P_{58} + iQ_{58}$$

Komplexe Last am 5ten Knoten:

$$S_5 = P_{54} + P_{56} + P_{57} + P_{58} + i(Q_{54} + Q_{56} + Q_{57} + Q_{58})$$

$$S_5 =$$

$$-0.9999 - 0.8146 i$$

$$\text{abs}(S_5)$$

$$1.2897$$

$$S_{5\text{korr}} = V_5 Y_{55}' \sum_{i=4,6,7,8} \left(\frac{S_{5i}}{Y_{5i}' V_i} \right) = \left(\frac{S_{54}}{Y_{54}' V_4} \right) + \left(\frac{S_{56}}{Y_{56}' V_6} \right) + \left(\frac{S_{57}}{Y_{57}' V_7} \right) + \left(\frac{S_{58}}{Y_{58}' V_8} \right)$$

$$S_{5\text{korr}} =$$

$$-3.8464 - 3.1462 i$$

$$L_5 = \frac{S_5 + S_{5\text{korr}}}{V_5^2 Y_{55}'}$$

$$L_5 = -0.1337 - 0.1093 i$$

$$\text{abs}(L_5)$$

$$L_5 =$$

$$0.1727$$

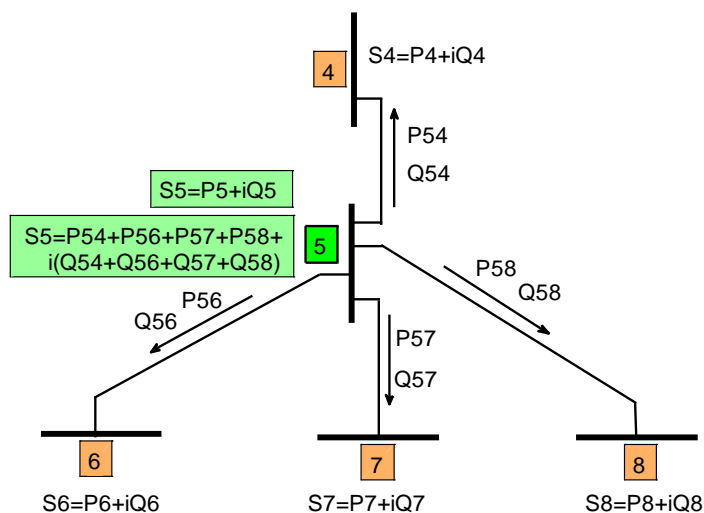


Abb.7.3.2.2 Knotenindex bei 17 Knoten-Netz

Der gerechnete Knotenindex für Knoten 10, 12, 15, 16 und 17 bei 17 Knoten Netz sind im [54-Anhang B] beschrieben.

7.3.3 Leitungsindex durch maximale Wirkleistung $L = \frac{P}{P_{\max}}$

Die Berechnung wird für das 2-Knoten Netz (Abb. 6.1.2) veranschaulicht.

Eingabedaten für 2 -Knoten-Netz:

$$K = 1.0; P_{o2} = 0.1;$$

$$Y_{21} = -10; Y_{22} = 10;$$

$$V_2 = 1.004; \delta_2 = 0.013;$$

$$\theta_{12} = \theta_{21} = 1,5708; \theta_{22} = 0; (\theta_{12}, \theta_{21}: 90 \text{ Grad, Reaktanz-Übertragungsstrecke})$$

$$Q_o = 0; i_{t_o} = [0.013; 1.004; 0];$$

θ_{22} ist der Lastimpedanzwinkel und daher nicht zu verwechseln mit dem Leitungsimpedanzwinkel θ_{12} .

Für $\lambda = 0$;

Wirkleistung in der Leitung:

$$P_2 = P_{o2} * (1 + K * \lambda) \Rightarrow P_2 = 0.10 \quad \text{oder}$$

Die Wirkleistung in der Leitung kann auch durch (Gl. 6.1.1.3) berechnet werden (Ansatz: Last positiv):

$$P_2 = V_1 \cdot V_2 \cdot Y_{12} \cdot \cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) - V_2^2 \cdot Y_{12} \cdot \cos\theta_{12} \Rightarrow P_2 = 0.10$$

Maximale Übertragungs-Wirkleistung in der Leitung:

$$P_{2(\max)} = \frac{V_1^2}{Z_{12}} \frac{\cos\theta_{22}}{4\cos^2\left(\frac{\theta_{12} - \theta_{22}}{2}\right)} \Rightarrow$$

Für $\theta_{22} = 0^\circ$ gilt:

$$P_{2(\max)} = \frac{1^2}{0.1} \frac{\cos 0^\circ}{4\cos^2\left(\frac{90^\circ - 0^\circ}{2}\right)} = \frac{1}{0.2} = 5.0 \Rightarrow P_{2(\max)} = 5.0$$

$$P_{2(\max)} = 5.0 [\text{pu}] = 500 [\text{MW}]$$

$$P_{2(\max)} = 5.0$$

Leistungsindex für 1. Iteration:

$$L_{12} = \frac{P_2}{P_{2(\max)}} = \frac{0.10}{5.00} = 0.02$$

In der 10. Iteration beträgt Lambda 48,900 und mit K=1 ergibt sich $P_2 = 4,9900$

Daher lautet der Leistungsindex:

$$L_{12} = \frac{P_2}{P_{2(\max)}} = \frac{4.990}{5.000} = 0.998$$

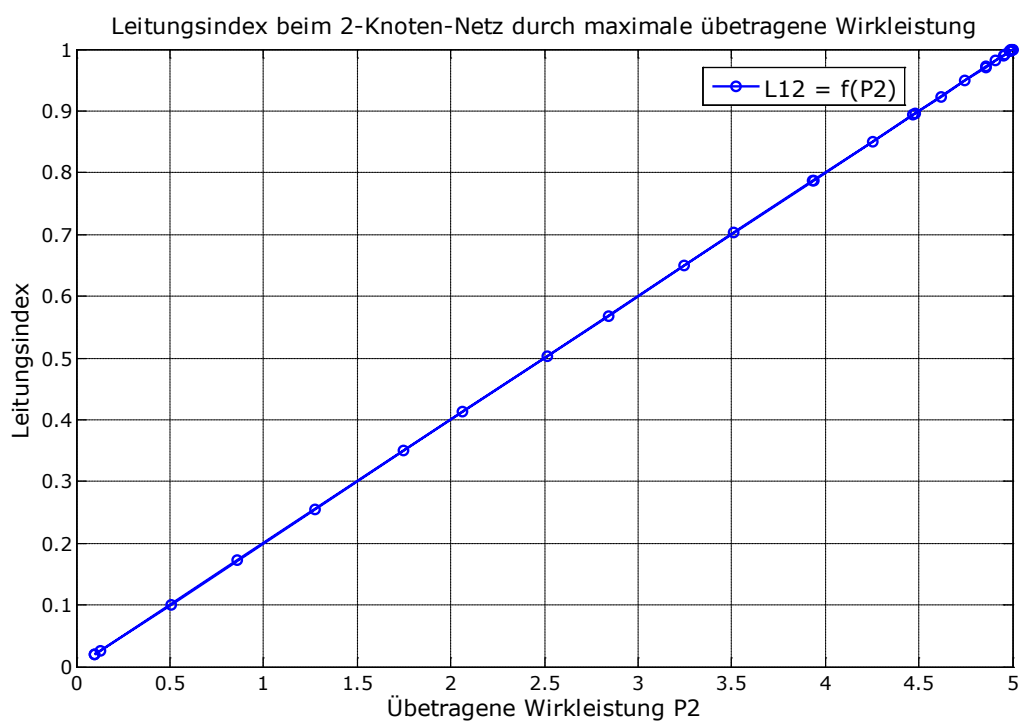


Abb.7.3.3 Leistungsindex durch maximale Wirkleistung P

7.4 Grundalgorithmus schematisch

Unten ist der Grundalgorithmus für Continuation Parameter λ und V dargestellt. Diese Prozedur wurde entwickelt um das CPF-Problem für elektrische Netze zu lösen.

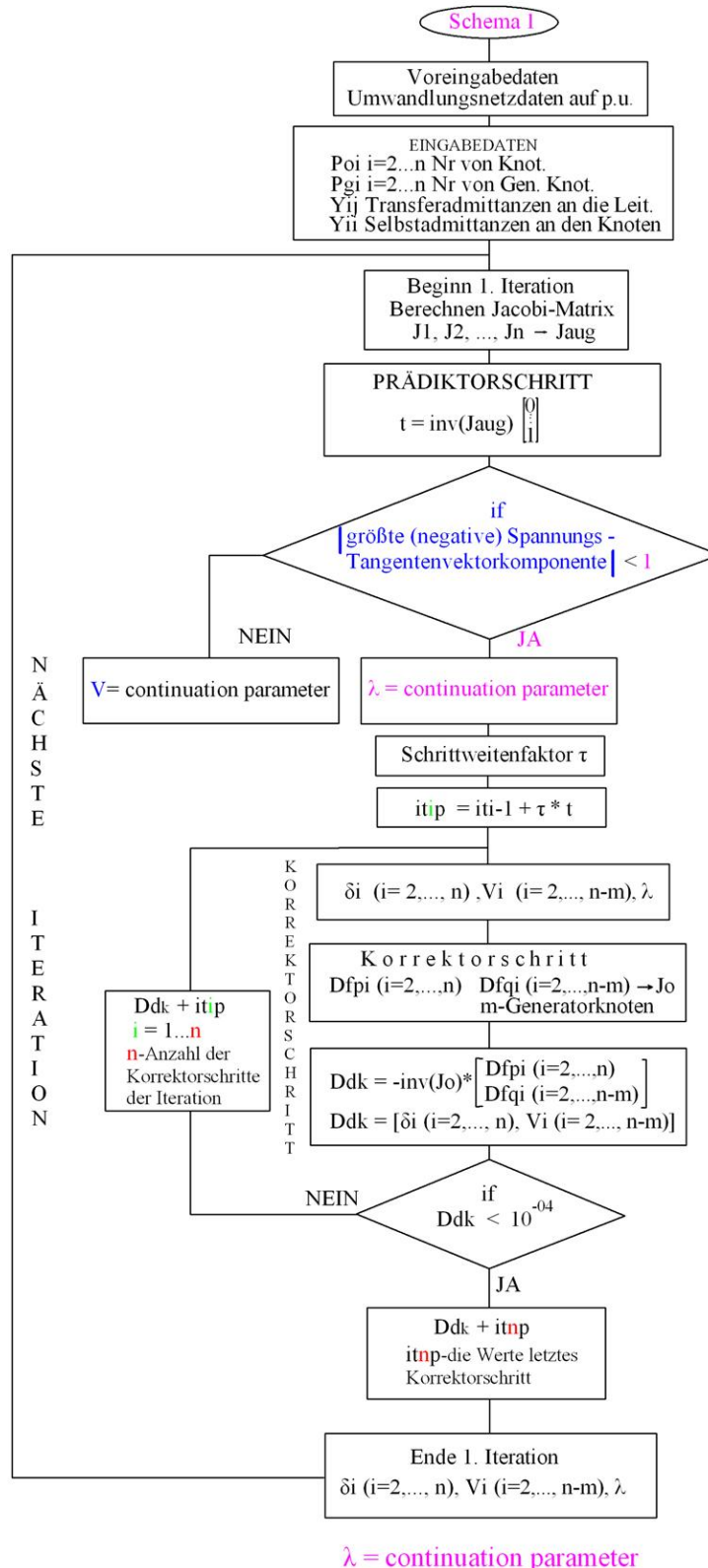


Abb.7.4.1 Algorithmen mit Lambda als Continuation Parameter (oberer Teil der PV-Kurve)

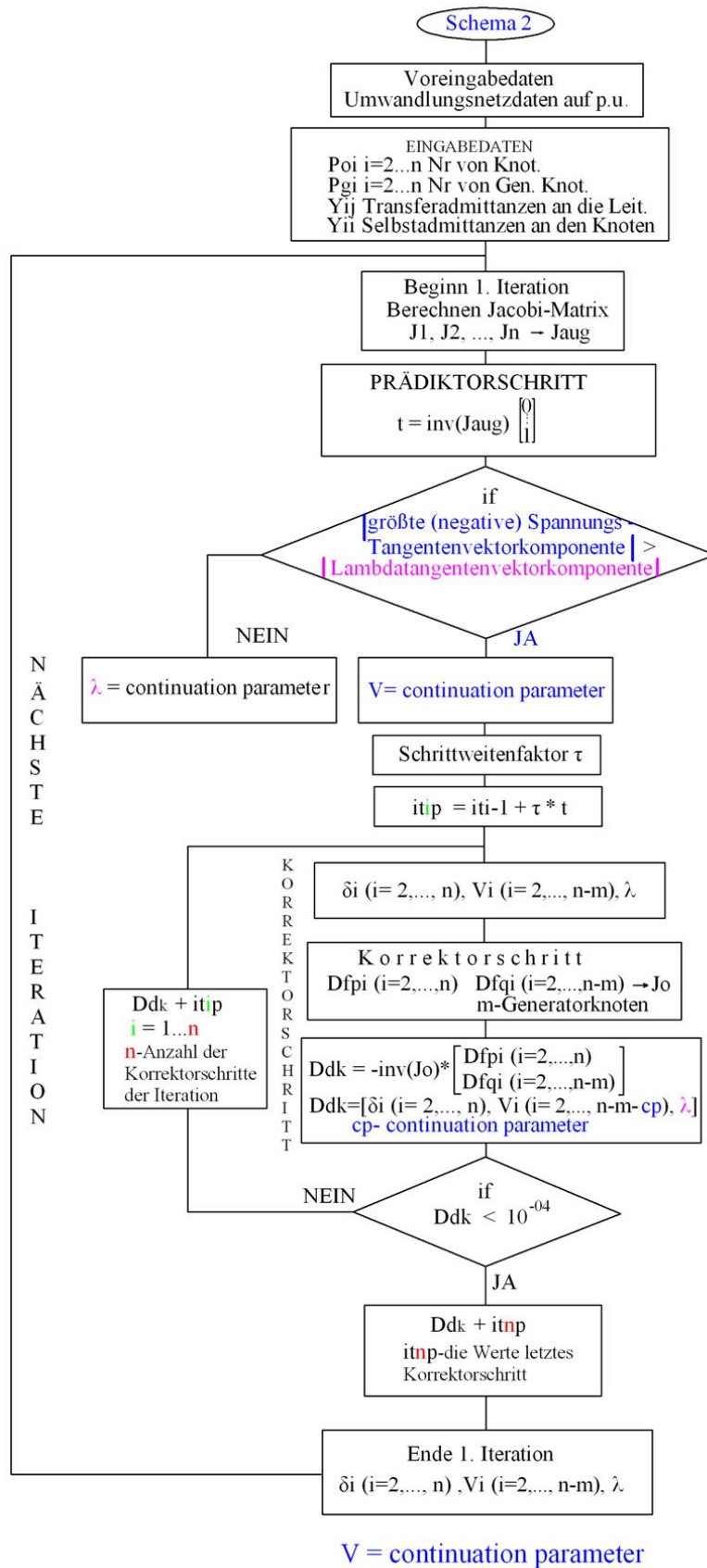


Abb.7.4.2 Algorithmen mit V als Continuation Parameter

Kapitel 8

Beispiele für den Ablauf der CPF-Iterationen, Umkehrungspunkte, Konvergenz des Korrektors

In den Kapiteln 8.1 bis 8.4 wird der Verlauf der CPF-Iterationen im kritischen Lastbereich (Bereich des Umkehrpunktes der PV-Kurve) für einige Netze analysiert. Aus den hierbei gewonnenen Erkenntnissen wird in Kap. 8.5.1 das Kriterium "Konvergenzbereich" abgeleitet, welches im Rahmen einer Heuristik zur Wahl geeigneter Korrektor-Schrittweitenfaktoren angewandt werden kann. In den Unterkapiteln 8.5.2 bis 8.5.6 wird der Einfluss des Schrittweitenfaktors auf das Konvergenzverhalten des Korrektors demonstriert.

8.1 Analyse der Umkehrungspunkte bei dem 17 Knoten-Netz im Detail

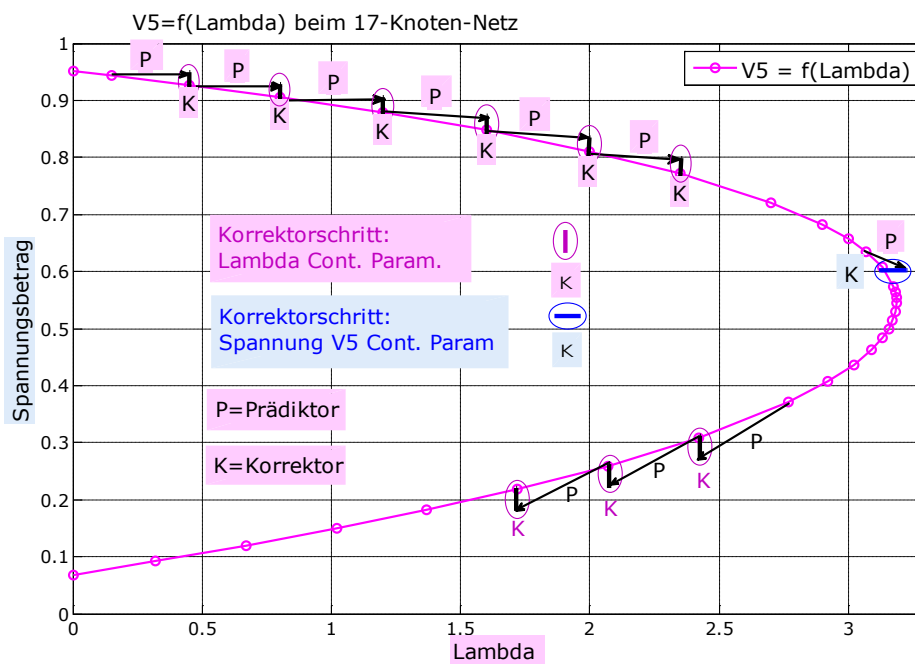


Abb.8.1.a $v_5 = f(\lambda)$ bei 17 Knoten Netz

In der Abb.8.1.a ist die Spannung V_5 am 5. Knoten als Funktion von λ lastabhängig dargestellt. Die Iterationen mit λ als Continuation-Parameter werden solange durchgeführt, bis die λ -Tangentenvektorkomponente größer als die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente ist. Danach wird die CPF-Iteration mit Spannung-V als Continuation-Parameter fortgesetzt.

Solange λ Continuation-Parameter ist, bleibt λ während der Korrektor-Iterationen konstant, die Spannungswinkel δ_i und die Spannungsbeträge V_i werden jedoch geändert.

Am Beginn der 14. Iteration gilt:

(tanglamda: 1.0000)

$\lambda \Rightarrow V$										
t =	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6	δ_7	δ_8	δ_9	δ_{10}	δ_{11}
	-0.7464	-0.7545	-0.8245	-1.4313	-0.8271	-0.5460	-0.6141	-0.8796	-0.8747	-0.8036
	δ_{12}	δ_{13}	δ_{14}	δ_{15}	δ_{16}	δ_{17}				
	-0.8614	-0.8276	-0.8795	-0.9026	-0.9342	-0.8836				
	V_4	V_5	V_6	V_7	V_8	V_9	V_{10}	V_{11}	V_{12}	
	-0.5932	-1.0238	-0.5400	-0.6248	-0.6933	-0.3131	-0.2358	-0.3742	-0.2594	
	V_{13}	V_{15}	V_{16}	V_{17}	λ					
	-0.3804	-0.1823	-0.2188	-0.2012	1.0000					

Die Bedingung zum Übergang auf Continuation-Parameter V ist erfüllt:

abs(-1.0238) > 1

Knoten 5: $V_5 = -1.0238$; $\delta_5 = -1.4313$;

Daher wird V_5 nun zum Continuation Parameter gemacht.

Solange die Spannung V_5 als Continuation-Parameter genommen wird, bleibt V_5 in den Korrektor-Iterationen konstant.

Die CPF-Iterationen mit Spannung V_5 als Continuation-Parameter werden so lange durchgeführt, bis die Lambda-Tangentenvektorkomponente größer als die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente ist. Lambda (λ) wird nun wieder zum Continuation-Parameter gemacht.

In der 19. Iteration trifft diese Bedingung zu: **(-1.0975 > -1.0000)**

$V_5 \Rightarrow \lambda$

t =	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6	δ_7	δ_8	δ_9	δ_{10}	δ_{11}
	-0.8228	-0.8050	-0.8091	-1.4284	-0.7875	-0.4723	-0.5726	-0.7841	-0.7636	-0.7090
	δ_{12}	δ_{13}	δ_{14}	δ_{15}	δ_{16}	δ_{17}				
	-0.7521	-0.7382	-0.7665	-0.7763	-0.7770	-0.7655				
	V_4	V_5	V_6	V_7	V_8	V_9	V_{10}	V_{11}	V_{12}	
	-0.5757	-1.0000	-0.5216	-0.6032	-0.6700	-0.2851	-0.2120	-0.3494	-0.2342	
	V_{13}	V_{15}	V_{16}	V_{17}	λ					
	-0.3510	-0.1449	-0.1527	-0.1682	-1.0975					

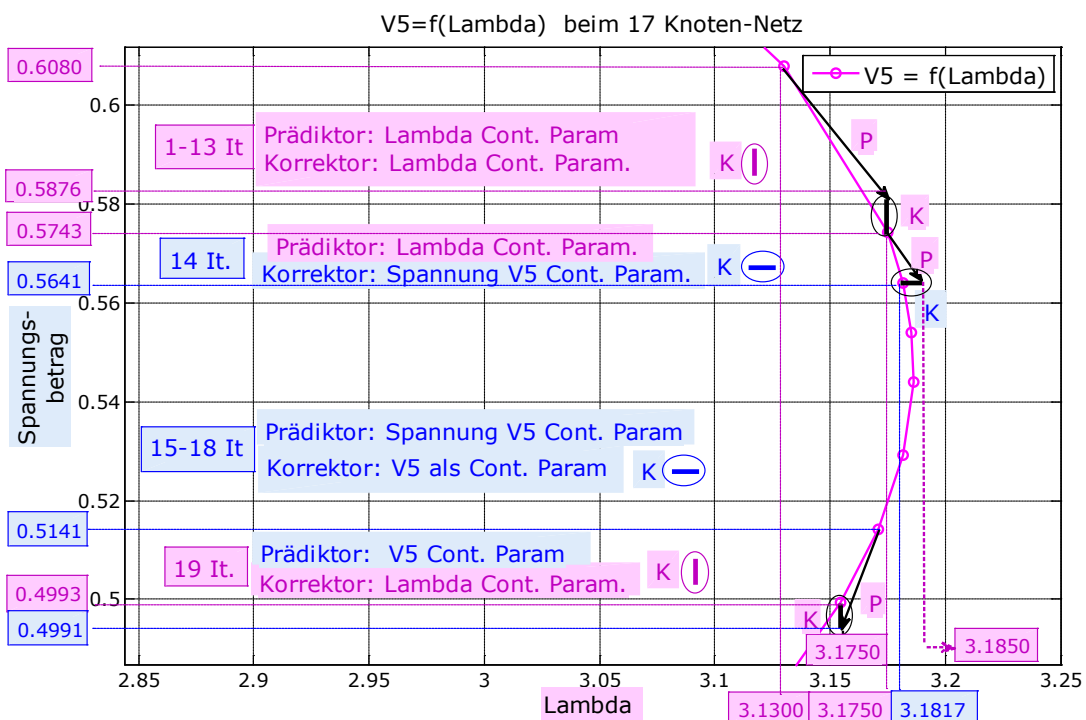


Abb. 8.1.b $V_5 = f(\lambda)$ beim 17-Knoten Netz in der Nähe des kritischen Punktes.

Diese Abbildung zeigt im Detail die Spannung am Knoten 5 V_5 der 110 kV Spannungsebene des 17-Knoten Netzes als Funktion der Last. Die CPF-Iterationen werden mit Lambda als Continuation-Parameter begonnen, weil große Änderungen der Last kleinen Änderungen der Spannungen entsprechen. Bis zu der 13. Iteration bleibt λ Continuation Parameter. Die Abbildung zeigt weiters den Umkehrungspunkt von Parameter λ auf $V \Rightarrow \lambda$, die Iterationen mit Spannung V als Continuation Parameter und den Umkehrungspunkt wieder von $\lambda \Rightarrow V$.

In der Abbildung ist deutlich sichtbar, dass beim Korrektor mit λ als Continuation Parameter Lambda konstant bleibt. In der 14. Iteration wird der Prädiktorschritt mit λ als Continuation Parameter durchgeführt und genau in dieser Iteration wird die Bedingung erfüllt, den Parameter λ auf V zu ändern. Der Korrektorschritt für diese Iteration wird mit Spannung V -als Continuation Parameter realisiert.

Die Änderungen der Spannung sind nun größer als die Änderungen der Last, und je näher zum kritischen Punkt, desto größer wird der Unterschied.

Von der 15. bis zur 18. Iteration ist Spannung V_5 der Continuation Parameter. In der Abbildung ist zu sehen, dass die Spannung V_5 beim Korrektorschritt mit V als Continuation Parameter konstant bleibt. (**Horizontale Line**)

In der 13ten CPF-Iteration betragen die Werte für λ und Spannung V_5 : $\lambda = 3.1300$;

$$V_5 = 0.6080;$$

Die Jacobi-Elemente werden bestimmt, danach wird der Tangentenvektor t ermittelt.

Für einen bestimmten Schrittweitenfaktor $\tau = 0.045$ finden wir it_{13p} wobei gilt:

$$it_{13p} = it_{12} + \tau * t \text{ ist}$$

it_{13p} enthält (δ_i, V_i, λ) Die Spannungswinkel, Spannungsbeträge (außer Generatorknoten) und Lambda λ sind die Eingabewerte für den Korrektor.

$V_5 = 0.5876$; $\lambda = 3.1750$; sind die Werte vor dem Korrektorschritt (siehe Abb. 8.1.b)

$V_5 = 0.5743$; $\lambda = 3.1750$; sind die Werte nach dem Korrektorschritt.

Die Werte sind auch aus der Abb.8.1.b zu entnehmen. Der Spannungswinkel, der Spannungsbetrag und λ am Ende der 13. Iteration werden als Anfangswerte für die 14. Iteration genommen.

Die Werte für λ und Spannung V_5 am Beginn der 14-Iteration: $V_5 = 0.5743$; $\lambda = 3.1750$;

Die Jacobi-Elemente werden bestimmt, danach wird die Tangentenvektorkomponente t ermittelt.

Für einen bestimmten Schrittweitenfaktor $\tau = 0.01$ finden wir it_{14p} wo:

$$it_{14p} = it_{13} + \tau * t \quad it_{14p} \text{ - ist der Prädiktorschritt für die 14te Iteration.}$$

it_{14p} enthält (δ_i, V_i, λ) Die Spannungswinkel, Spannungsbeträge (außer Generatorknoten) und Lambda sind die Eingabewerte für den Korrektor.

Die Werte nach dem Prädiktor- **vor** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5641$; $\lambda = 3.1850$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5641$; $\lambda = 3.1817$;

Bei Betrachtung des Lambda Parameters ist zu sehen, dass Lambda am Beginn der 14. Iteration $\lambda = 3.1750$ ist. Nach dem Prädiktorschritt (vor dem Korrektorschritt) ist $\lambda = 3.1850$.

Wenn sich Lambda λ beim Prädiktorschritt vergrößert, zeigt dies, dass wir uns im oberen Teil der Kurve befinden. Nach dem Korrektorschritt wird Lambda kleiner nämlich $\lambda = 3.1817$. (bei dem Korrektorschritt V_5 bleibt konstant)

Nach dem ersten Korrektorschritt sollten die Werte für λ innerhalb des "Konvergenzbereichs" [λ -vor Prädiktor – λ -nach Prädiktor] sein. Daher sollte gelten:

$$3.1750 < \lambda < 3.1850$$

Die für 4 Korrektorschritte angegebenen Werte zeigen, dass diese Bedingung erfüllt ist:

1-ster Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.1850 + [-0.0039] = 3.1811$

2-ster Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.1811 + [0.0007] = 3.1818$

3-ster Korrektorschritt $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.1818 + [-0.0001] = 3.1817$

4-ster Korrektorschritt $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.1817 + [0.0000] = 3.1817$

Auf den "Konvergenzbereich" wird später genauer eingegangen.

Für die folgenden CPF-Iterationen gilt:

Die Werte am **Beginn der** 15. Iteration: $V_5 = 0.5641$; $\lambda = 3.1817$;

Die Werte **vor** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1878$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1854$;

Die Werte am **Beginn der** 16. Iteration: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1854$;

Die Werte **vor** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1880$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1861$;

Die Werte am **Beginn der** 17. Iteration: $V_5 = 0.5541$; $\lambda = 3.1861$;

Die Werte **vor** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5291$; $\lambda = 3.1848$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5291$; $\lambda = 3.1819$;

Die Werte am **Beginn der** 18. Iteration: $V_5 = 0.5291$; $\lambda = 3.1819$;

Die Werte **vor** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5141$; $\lambda = 3.1730$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $V_5 = 0.5141$; $\lambda = 3.1712$;

Am Beginn der 17. Iteration ist Lambda $\lambda = 3.1861$;

Nach dem Prädiktorschritt ist es $\lambda = 3.1848$.

Tabelle 8.1 Spannungsbeträge und Lambda für die 14., 15., 16., 17., 18., und 19. Iteration am Knoten 5 beim 17-Knoten-Netz.

	14. Iteration		15. Iteration		16. Iteration	
	V5 (p. u.)	λ (p. u.)	V5 (p. u.)	λ (p. u.)	V5 (p. u.)	λ (p. u.)
Die Werte am Beginn der Iteration	0.5743	3.1750	0.5641	3.1817	0.5541	3.1854
Die Werte vor dem Korrektorschritt	0.5641	3.1850	0.5541	3.1878	0.5541	3.1880
Die Werte nach dem Korrektorschritt	0.5641	3.1817	0.5541	3.1854	0.5541	3.1861
	17. Iteration		18. Iteration		19. Iteration	
	V5 (p. u.)	λ (p. u.)	V5 (p. u.)	λ (p. u.)	V5 (p. u.)	λ (p. u.)
Die Werte am Beginn der Iteration	0.5541	3.1861	0.5291	3.1819	0.5141	3.1712
Die Werte vor dem Korrektorschritt	0.5291	3.1848	0.5141	3.1730	0.4991	3.1547
Die Werte nach dem Korrektorschritt	0.5291	3.1819	0.5141	3.1712	0.4993	3.1547

Wenn sich Lambda beim Prädiktorschritt verkleinert, bedeutet das dass wir uns im unteren Teil der Kurve befinden.

Lambda- λ nach dem Korrektorschritt für 17. Iteration ist: $\lambda = 3.1819$ (bei dem Korrektorschritt $v_5 = \text{konst}$)

Obwohl sich Lambda in der 18. Iteration beim Prädiktorschritt verkleinert, wird die Bedingung ($V \Rightarrow \text{Lambda}$) erst in der 19. Iteration erfüllt.

Am Beginn der 19. Iteration wird der Prädiktorschritt mit v_5 als Continuation Parameter ausgeführt.

Aus Abb. 8.1.b ist zu sehen, dass bei den Tangentenvektorkomponenten die Bedingung erfüllt ist, den Continuation-Parameter v_5 auf Lambda wieder umzukehren.

Die Werte am **Beginn** der 19. Iteration: $v_5 = 0.5141$; $\lambda = 3.1712$;

Die Werte **vor** dem Korrektorschritt: $v_5 = 0.4991$; $\lambda = 3.1547$;

Die Werte **nach** dem Korrektorschritt: $v_5 = 0.4993$; $\lambda = 3.1547$;

In der 19. Iteration wird der Korrektorschritt mit Lambda als Continuation Parameter durchgeführt. Ab der 20. Iteration bis zum Schluss werden die Iterationen mit Lambda als Continuation Parameter realisiert.

Im unteren Teil der Kurve wird für die Lambda-Tangentenvektorkomponente der Wert -1, was zeigt, dass sich Lambda verkleinert.

8.2 6-Knoten-Netz Lbak0562-Last 10-te bis 14-te Iteration nahe am kritischen Punkt

Die folgenden Abbildungen zeigen eine detaillierte Analyse der Originalkurve $v_4 = f(\lambda)$ nahe dem kritischen Punkt.

Die Kurve $v_4 = f(\lambda)$ wurde anhand des Programmes CPF berechnet. Die Abbildung zeigt die Darstellung für 5 Iterationen bei dem 6-Knoten-Netz (**Lbak0562 Last**)

Je kleiner der Schrittweitenfaktor ist, desto mehr Iterationen sind notwendig um die gesamte CPF-Kurve vollständig zu ermitteln.

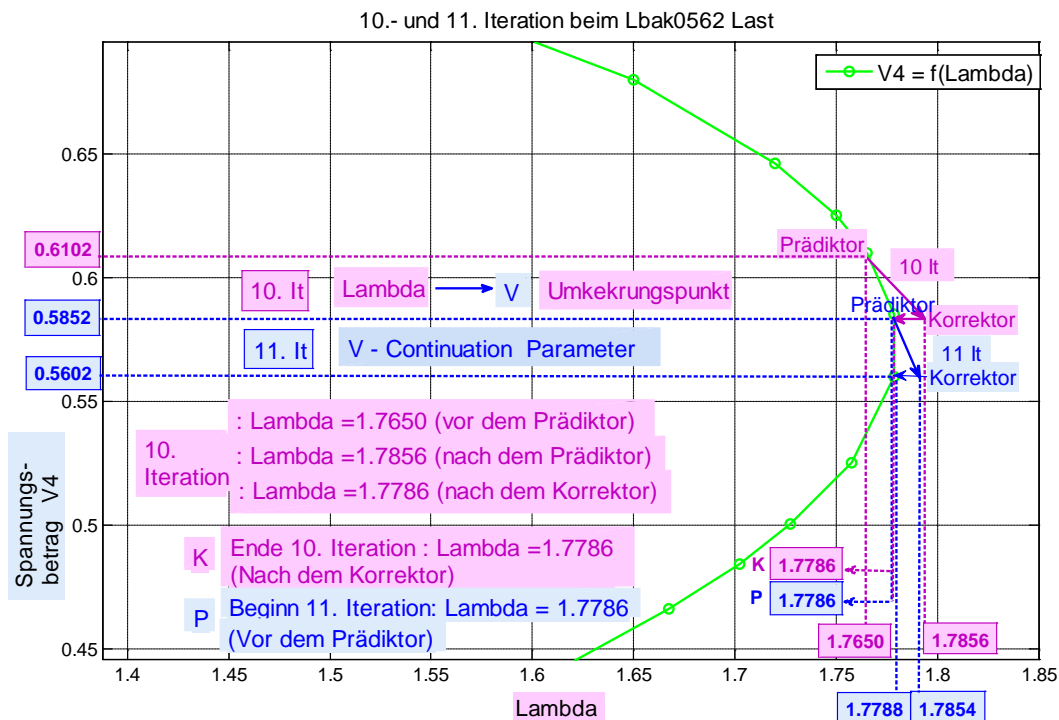


Abb.8.2.a 10.- und 11. Iteration bei Lbak0562 Last

In der 10ten Iteration wird die Bedingung erfüllt, den Continuation-Parameter λ auf V umzukehren. Die Spannung am 4ten Knoten hat die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente (kleinsten Spannungsbetrag im Netz) und wird als Continuation Parameter gewählt.

Unmittelbar nach der $\lambda \Rightarrow V$ Umwandlung besitzt allerdings der Tangentenvektor noch jene Richtung, welche sich mit Continuation Parameter λ ergeben hat. Somit beginnt die Korrekteriteration mit falschen Startwerten. Durch die stabilisierende Wirkung des Continuation Parameters, welcher nun eine Spannung ist, konvergiert die Korrekteriteration dennoch. (Bei zu groß angesetzttem Prädiktor-Schrittweitenfaktor könnte der Korrektor in der hier vorliegenden Situation divergieren).

In den nachfolgenden CPF-Iterationen erfolgt die Berechnung des Tangentenvektors bereits mit Continuation Parameter V , sodass die richtige Richtung der Tangente gefunden wird, und der Korrektorschritt auf die richtigen Startwerte aufsetzt.

Die Werte für V_4 und λ am Beginn der **10ten** Iteration vor dem Prädiktorschritt (für

Schrittweitenfaktor $\tau = 0.025$; $V_4 = 0.6102$; und $\lambda = 1.7650$.

Nach dem Prädiktorschritt bei Jacobi Matrix (Jaug):

$V_4 = 0.5852$ und $\lambda = 1.7856$. (siehe die Abb. 8.2.a)

Die Werte für V_4 und λ am Ende der 10ten Iteration: $V_4 = 0.5852$, $\lambda = 1.7786$.

Am Beginn **der 11ten** Iteration ist der Wert für Lambda (λ): $\lambda = 1.7786$.

Nach dem Prädiktorschritt sind die Werte für V_4 und λ : $V_4 = 0.5852$, $\lambda = 1.7854$.

Die Werte für V_4 und λ nach dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.5602$, $\lambda = 1.7788$.

Da $d\lambda = \lambda$ (nach dem Prädiktor) - λ (vor dem Prädiktor) = $1.7854 - 1.7786$ positiv ist, bedeutet das, den oberen Teil der Kurve.

Die Tangentenvektorkomponente t für λ , beträgt $d\lambda = 0.2717$ Sie ist positiv, was ebenfalls den oberen Teil der Kurve bedeutet. Das Produkt mit dem Schrittweitenfaktor τ ergibt mit $0,2717 \cdot 0,025 = 0,0068$ die positive Differenz $d\lambda = 1.7854 - 1.7786$.

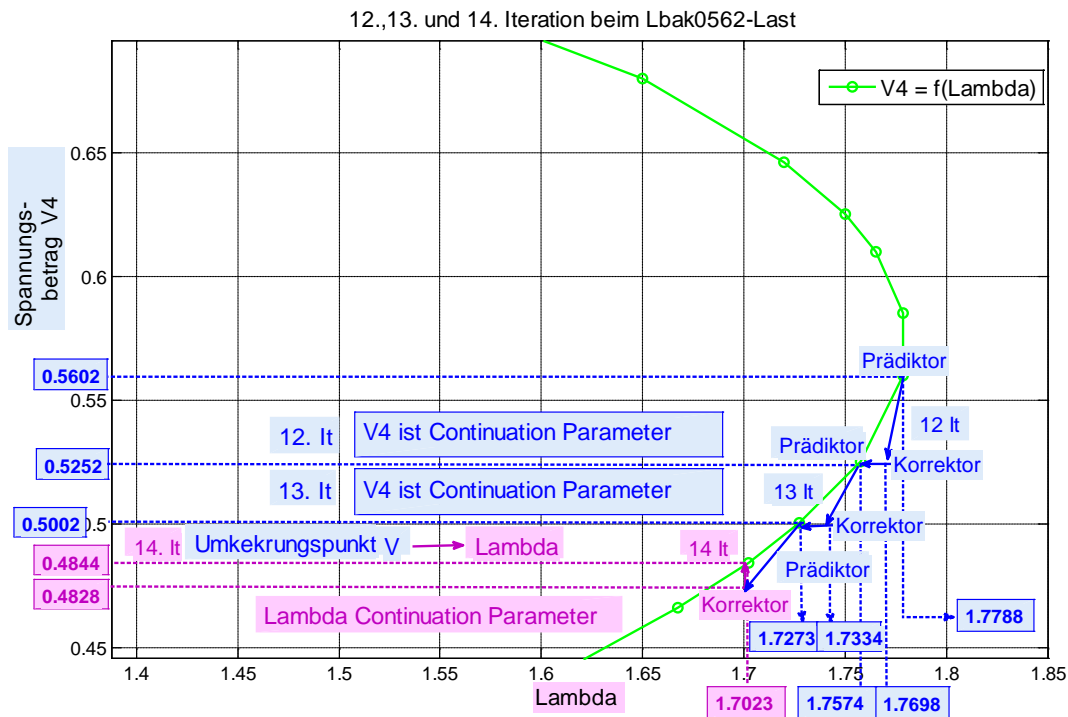


Abb. 8.2.b 12.,13. und 14. Iteration beim Lbak0562-Last

Die Werte für V_4 und λ im 12-ten Iterationsschritt sind: $V_4 = 0.5602$; $\lambda = 1.7788$;

Für den Schrittweitenfaktor $\tau = 0.035$ wird die Tangentenvektorkomponente t bestimmt.

Die Werte für V_4 und λ nach dem Prädiktorschritt: $V_4 = 0.5252$; $\lambda = 1.7698$;

Die Werte für V_4 und λ nach dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.5252$; $\lambda = 1.7574$;

$\Delta\lambda = \lambda(\text{nach dem Prädiktor}) - \lambda(\text{vor dem Prädiktor}) = 1.7698 - 1.7788$ ist nun negativ, was den unteren Teil der Kurve bedeutet.

Bei der Tangentenvektorkomponente in der 12ten Iteration ist die Bedingung Spannung V auf Lambda umzukehren nicht erfüllt, da gilt:

$$\text{abs}(\lambda) : \text{abs}(-0.2568)$$

$$\text{abs}(-0.2568) < 1.00$$

Am Anfang der 13ten Iteration (Ende der 12ten Iteration) sind die Werte für V_4 und λ :

$$V_4 = 0.5252; \lambda = 1.7574.$$

Die Werte für V_4 und λ vor dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.5002$; $\lambda = 1.7334$;

Die Werte für V_4 und λ **nach** dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.5002$; $\lambda = 1.7273$;

Die Lambda- Tangentenvektorkomponente ist in der 13ten Iteration $d\lambda = -0.9598$;

$$\text{abs}(\lambda) < 1.00$$

$$|-0.9598| < 1.00$$

Die Bedingung ist noch nicht erfüllt die Parameter V in λ umzukehren.

Die Werte für V_4 und λ am Beginn der **14ten** Iteration (Ende 13 Iteration) sind:

$$V_4 = 0.5002; \lambda = 1.7273;$$

Im Prädiktorschritt für Schrittweitenfaktor $\tau=0.025$ werden die Werte von Spannungswinkeln und Spannungsbetrag (δ_i, V_i) und λ gefunden.

$$V_4 = 0.4828; \lambda = 1.7023;$$

Die Tangentenvektorkomponente λ beträgt $d\lambda = -1.4390$

($\text{abs}(\lambda) > 1.00$) \Rightarrow die Bedingung Continuation Parameter V_4 wieder auf λ umzukehren ist somit in der **14**-Iteration erfüllt.

Der Korrektorschritt für diese Iteration wird mit Lambda als Continuation- Parameter realisiert.

Die Werte für V_4 und λ **vor** dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.4828$; $\lambda = 1.7023$;

Die Werte für V_4 und λ **nach** dem Korrektorschritt: $V_4 = 0.4844$; $\lambda = 1.7023$;

8.3 Lbak0562-PV 13. Iteration nahe dem kritischen Punkt.

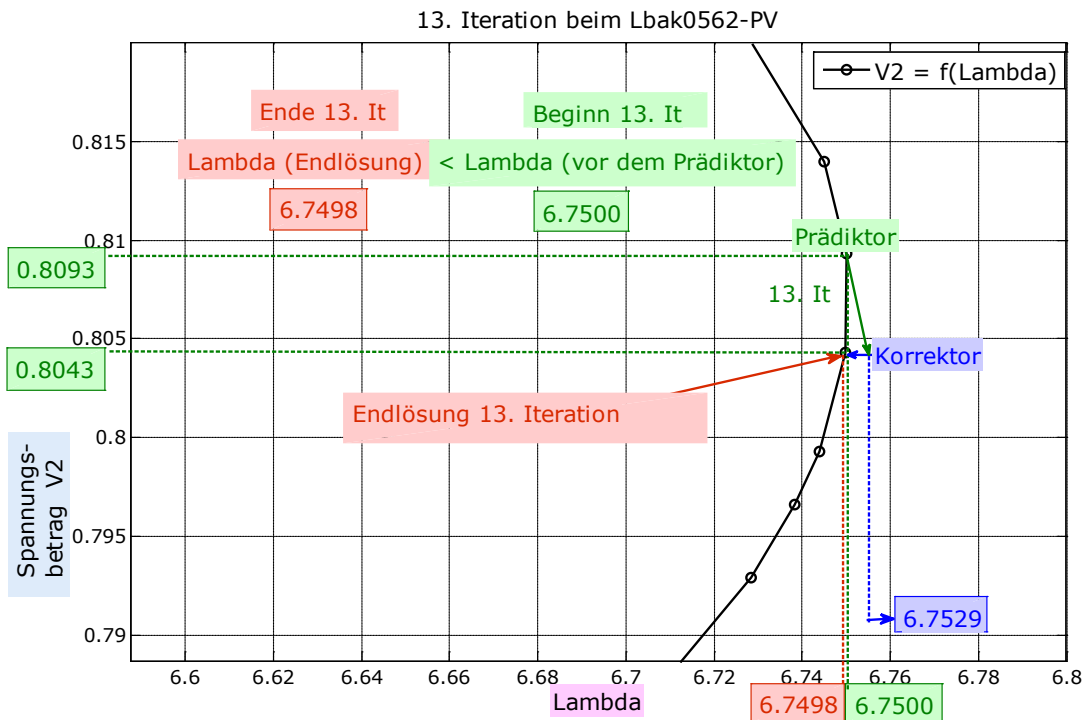


Abb. 8.3 Lbak0562-PV 13. Iteration in der Nähe des kritischen Punkts

In der Abbildung ist die 13. Iteration bei dem 6Knoten-Netz Lbak562 (G) dargestellt. Knoten 4 ist Generator +Last Knoten.

Die Werte für V_2 und λ am Beginn der **13ten** Iteration sind: $V_2 = 0.8093$; $\lambda = 6.7500$;

Am Beginn der 13. Iteration wird der Prädiktorschritt mit λ -als Continuation Parameter ausgeführt.

Der Tangentenvektor lautet:

$$t = \begin{bmatrix} \delta_2 & \delta_3 & \delta_4 & \delta_5 & \delta_6 & V_2 > 1 & V_3 & V_5 \\ -0.3393 & -8.1777 & -8.8300 & -8.5019 & -0.1540 & -1.7028 & -1.4452 & -0.4399 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_6 & \lambda \\ -1.1227 & 1.0000 \end{bmatrix}^T$$

T-transponiert

Im Tangenten-Vektor ist sichtbar, dass die absoluten Werte der Spannungsbetrags-Komponenten für Knoten 2, 3 und 6 größer als 1 sind. Das bedeutet, die unmittelbare Nähe des kritischen Punkts. Ferner ist zu sehen, dass die Bedingung erfüllt ist, den Continuation Parameter λ in Continuation Parameter v umzukehren.

Die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente beträgt für $V_2 = -1.7028$, daher wird V_2 als Continuation Parameter gewählt.

$$\text{abs}(-1.7028) > 1.00$$

Um Konvergenzprobleme zu vermeiden, wird der Tangentenvektor vor Ausführen des Korrektors für Continuation Parameter V_2 neu bestimmt. Das Finden der richtigen Richtung ist möglich, wenn in der e_k -Vektorreihe der Jacobi Matrix -Jaug der Wert 1 von der Position des Parameters λ auf die Position der Spannung V_2 verlegt und der letzte Wert des Vektors der bekannten Größen von +1 auf -1 geändert wird. Das Prinzip wurde bereits in Kap. 7.7.2 und 7.2.3 erläutert.

Der aktuelle Tangentenvektor lautet nun:

$$t = \begin{matrix} & & & & & & & & & \lambda \\ -0.1993 & -4.8025 & -5.1856 & -4.9929 & -0.0904 & -1.0000 & -0.8487 & -0.2583 & -0.6593 & 0.5873 \end{matrix}$$

Für einen bestimmten Schrittweitenfaktor $\tau = 0.005$ finden wir it_{13p} mit:

$$it_{13p} = it_{12} + \tau * t$$

it_{13p} - ist der Prädiktor bzw. der Startwert für den Korrektor der 13ten Iteration.

it_{13p} = (enthält (δ_i, V_i, λ)) mit Spannungswinkeln ($\delta_2 - \delta_6$), Spannungsbeträgen (V_2, V_3, V_5, V_6 , außer Generator-knoten) und Lambda.

Die Werte für V_2 und λ vor dem Korrektorschritt: $V_2 = 0.8043$; $\lambda = 6.7529$;

Die Werte für V_2 und λ nach dem Korrektorschritt: $V_2 = 0.8043$; $\lambda = 6.7498$;

Aus der Abbildung ist zu sehen, dass:

$$\lambda(\text{Ende 13te Iteration}) < \lambda(\text{Beginn 13te Iteration})$$

$$6.7498 < 6.7500$$

Obwohl sich die Endlösung nicht innerhalb des "Konvergenzbereiches" [λ (vor dem Prädiktor), λ (nach dem Prädiktor)] befindet, konvergiert die Korrektor-Iteration problemlos.

8.4 Sonderfall: 10. Iteration beim 7-Knoten-Netz

In Abbildung 8.4 wird der Prädiktor- und Korrektorschritt beim 7-Knoten-Netz in der 10. Iteration mit Continuation-Parameter V_4 dargestellt. Die blaue Kurve ist die tatsächliche PV-Kurve, die grüne Kurve wurde durch das CPF Programm berechnet.

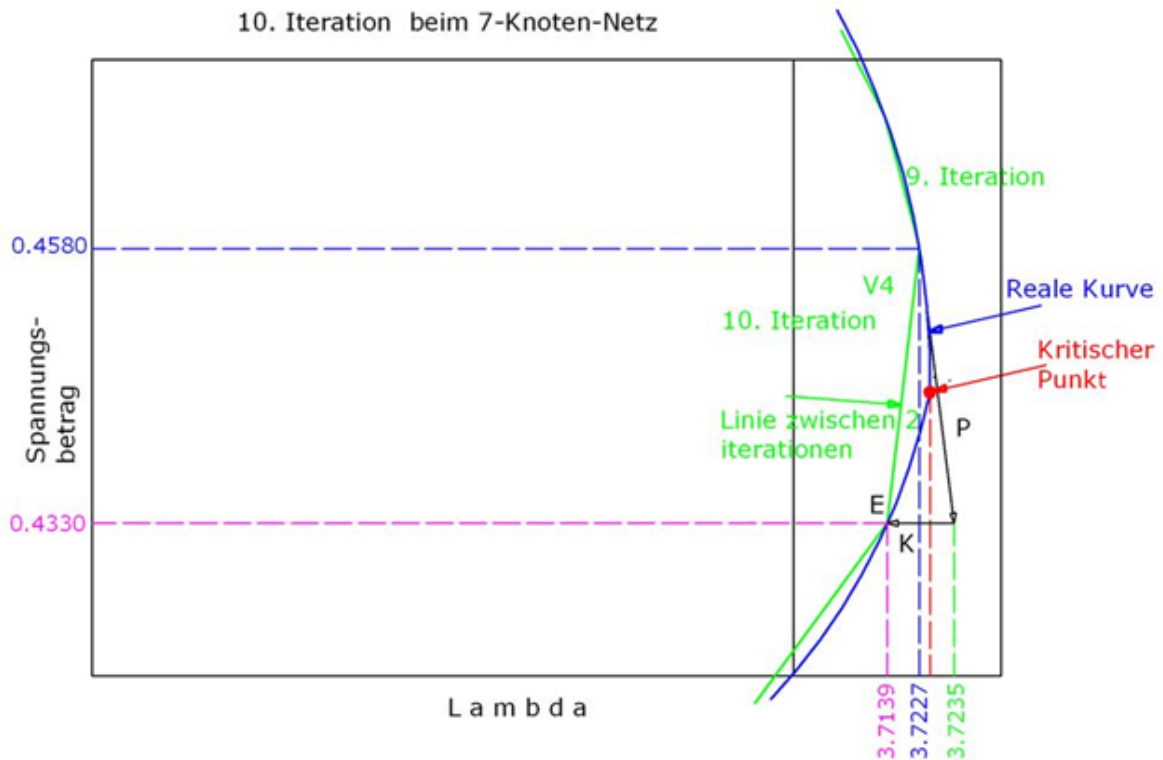


Abb. 8.4 10. Iteration beim 7-Knoten-Netz, **Blau** (Reale PV-Kurve), **Grün** (Linie zwischen 9. und 10. CPF-Iteration).

Am Anfang der 10. Iteration beträgt der Wert für λ : $\lambda = 3.7227$; (Siehe die Abb. 8.4)

Der Wert von λ nach dem Prädiktor ist $\lambda = 3.7235$

Die Endlösung des Korrektors sollte im "Konvergenzbereich" zwischen $[\lambda \text{ (vor dem Prädiktor)}, \lambda \text{ (nach dem Prädiktor)}]$, also zwischen 3,7227 und 3,7325, liegen. Da sich der Startpunkt am Beginn der 10. Iteration sehr nahe bei dem kritischen Punkt befindet, ist die Prädiktorlösung unterhalb des kritischen Punktes positioniert. Aus diesem Grund ergibt sich (ähnlich wie in Kap. 8.3) eine außerhalb des Konvergenzbereichs liegende Endlösung des Korrektors, nämlich:

$$\lambda \text{ (nach dem Korrektor)} < \lambda \text{ (vor dem Prädiktor)}: 3.7139 < 3.7227$$

Dennoch konvergiert die Korrektor-Iteration problemlos in 3 Iterationen:

$$1. \text{ Korrektorschritt } \lambda = \lambda + D\lambda = 3.7235 + [-0.0095] = 3.7140$$

2. Korrekturschritt $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.7140 + [-0.0001] = 3.7139$

3. Korrekturschritt $\lambda = \lambda + D\lambda = 3.7139 + [-0.0000] = 3.7139$

Derartige Sonderfälle treten immer auf, wenn die CPF-Iteration den kritischen Punkt überschreitet, da die Prädiktorschrittweite nicht beliebig klein gemacht werden kann. Jedenfalls muss die Schrittweite in diesem Bereich klein sein, um die Konvergenz des Korrektors zu erreichen.

8.5 Konvergenz der Korrektoriterationen, Konvergenzbereich

8.5.1 Bestimmung des Konvergenzbereiches der Korrektor-Iterationen anhand der PV Kurve

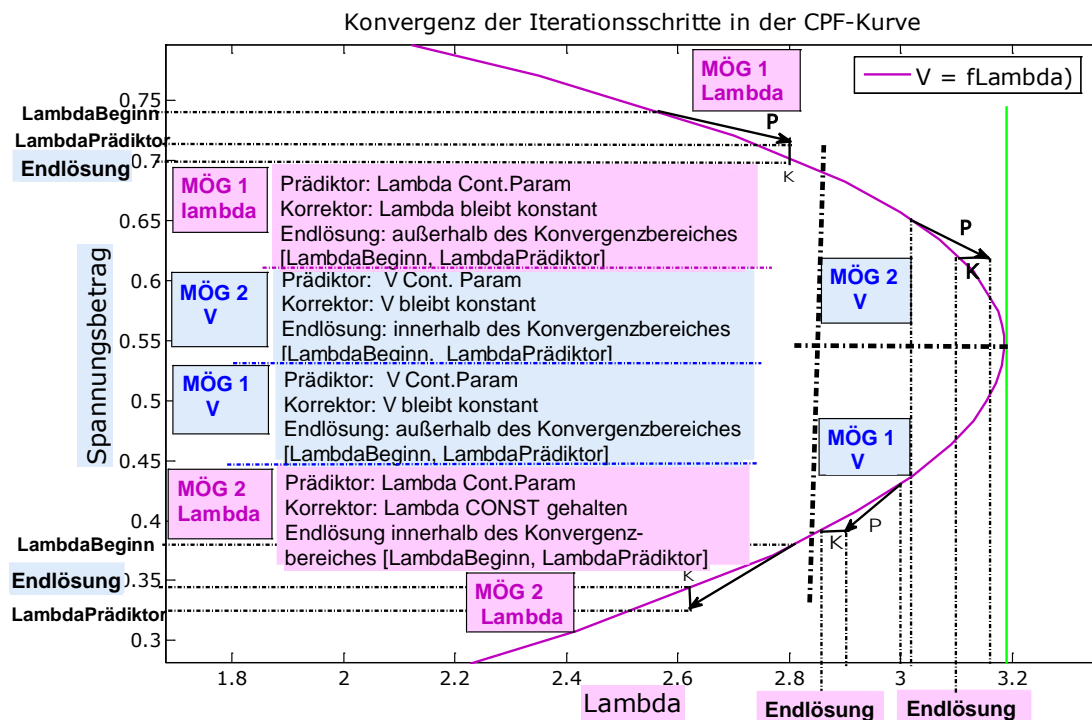


Abb. 8.5.1.1 Konvergenzbereich der Korrektor-Iterationsschritte in der PV Kurve

In der obigen Abbildung werden 4 prinzipielle Möglichkeiten der Korrektor-Iterationen dargestellt:

1. Möglichkeit 1- λ (MÖG1- λ): Die Iterationen werden mit Lambda λ als Continuation-Parameter durchgeführt. Dabei wird λ konstant gehalten.

(Teil der Kurve: **ab** $\lambda = 0$ **bis** die Umkehrungsbedingung $\lambda \Rightarrow V$ erfüllt wird).

Bei Konvergenz des Korrektors liegen die Lösungen für jede Korrekturiteration **außerhalb** des Konvergenzbereiches $[\lambda_{\text{Beginn}} \lambda_{\text{Prädiktor}}]$.

2. Möglichkeit2-v (MÖG2 - v): Die Iterationen werden mit v als Continuation- Parameter durchgeführt, daher wird die Spannung v konstant gehalten. (Teil der Kurve: **ab** der Umkehrungsbedingung $\lambda \Rightarrow v$ **bis** zum kritischen Punkt)

Bei Konvergenz des Korrektors liegen die Lösungen der Korrektur-Iterationen **innerhalb** des Konvergenzbereiches $[\lambda_{\text{Beginn}} \lambda_{\text{Prädiktor}}]$.

3. Möglichkeit1-v (MÖG1 - v): Die Iterationen werden mit v als Continuation- Parameter durchgeführt, Spannung v wird weiterhin konstant gehalten. (Teil der Kurve: **ab** dem kritischen Punkt **bis** zum Punkt, wo die Umkehrungsbedingung $v \Rightarrow \lambda$ erfüllt wird).

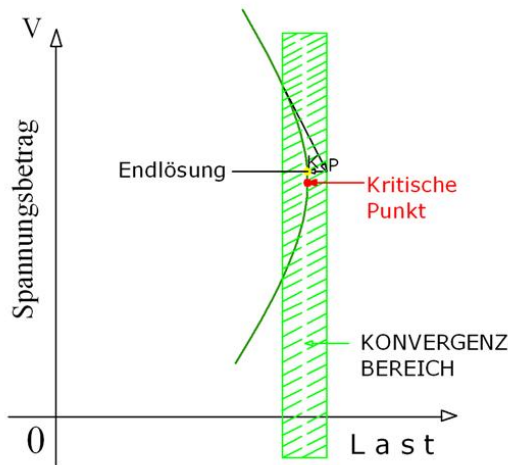
Die konvergenten Korrekturlösungen liegen in jeder Iteration **außerhalb** des Konvergenzbereiches $[\lambda_{\text{Beginn}} \lambda_{\text{Prädiktor}}]$.

4. Möglichkeit2- λ (MÖG2 - λ): Die Iterationen werden mit Lambda λ als Continuation- Parameter durchgeführt, λ wird konstant gehalten.

(Teil der Kurve: **ab** der Umkehrungsbedingung $v \Rightarrow \lambda$ **bis** $\lambda = 0$).

Die Korrekturlösungen liegen bei Konvergenz **innerhalb** des Konvergenzbereiches $[\lambda_{\text{Beginn}} \lambda_{\text{Prädiktor}}]$.

Bei **Möglichkeit2-v (MÖG2 - v)** werden nahe dem kritischen Punkt 3 Fälle unterschieden, siehe Abb. 8.5.1.2

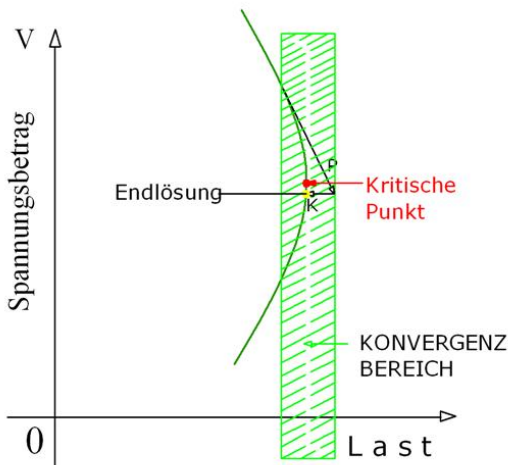


Endlösung ist oberhalb des kritischen Punktes und innerhalb des Konvergenzbereiches

Lambda-Tangentenvektorkomponente bei nächster Iteration noch positiv

$$t = \begin{bmatrix} d\delta_2 \\ \dots \\ dV_2 \\ \dots \\ d\lambda \end{bmatrix}$$

Abb. a

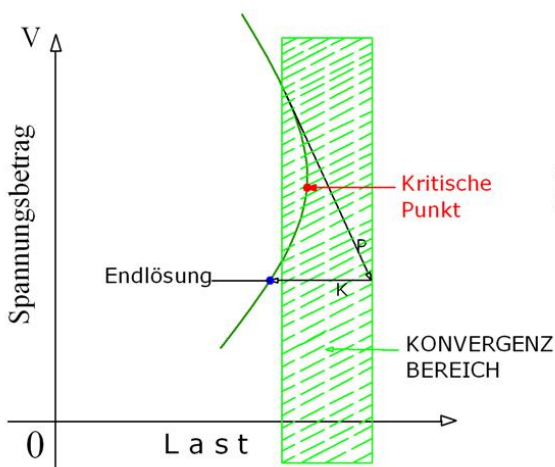


Endlösung ist unterhalb des kritischen Punktes und innerhalb des Konvergenzbereiches

Lambda-Tangentenvektorkomponente bei nächster Iteration negativ

$$t = \begin{bmatrix} d\delta_2 \\ \dots \\ dV_2 \\ \dots \\ -d\lambda \end{bmatrix}$$

Abb. b



Endlösung ist unterhalb des kritischen Punktes und ausserhalb des Konvergenzbereiches

Lambda-Tangentenvektorkomponente bei nächster Iteration negativ

$$t = \begin{bmatrix} d\delta_2 \\ \dots \\ dV_2 \\ \dots \\ -d\lambda \end{bmatrix}$$

Abb. c

Abb. 8.5.1.2 Konvergenzbereich bei unterschiedlichen Prädiktorschritten nahe dem kritischen Punkt.

Abb. 8.5.1.2.a

Für den gewählten Schrittweitenfaktor liegt die Prädiktorlösung noch oberhalb des kritischen Punktes. Die Endlösung des Korrektors befindet sich innerhalb des Konvergenzbereiches. Bei der nächsten CPF-Iteration wird die Lambda Tangentenvektorkomponente noch positiv sein, weil der Startpunkt für den nächsten Prädiktorschritt noch oberhalb des kritischen Punktes liegt.

Abb. 8.5.1.2.b

Für einen größeren Schrittweitenfaktor als im Fall a liegt die Prädiktorlösung unterhalb des kritischen Punktes und die Endlösung des Korrektors befindet sich noch innerhalb des Konvergenzbereiches. Bei der nächsten CPF-Iteration wird die Lambda-Tangentenvektor-Komponente negativ sein.

Abb. 8.5.1.2c

Für einen noch größeren Schrittweitenfaktor als in den Fällen a und b befindet sich die Endlösung der Korrektor-Iterationen außerhalb des Konvergenzbereiches. Die Iteration kann hier divergieren. Im Falle der Konvergenz ist die Lambda Tangentenvektor-Komponente bei der nächsten CPF-Iteration negativ.

Der Fall c) entspricht den Sonderfällen: 10. Iteration bei 7-Knoten-Netz (Abb. 8.4) und 13. Iteration beim 6-Knoten-Netz Lbakk0562 -PV (Abb. 8.3). In beiden Fällen konvergierten die Korrektor-Iterationen.

8.5.2 Veranschaulichung der Konvergenzbereiche und des Konvergenzverhaltens einiger Netze

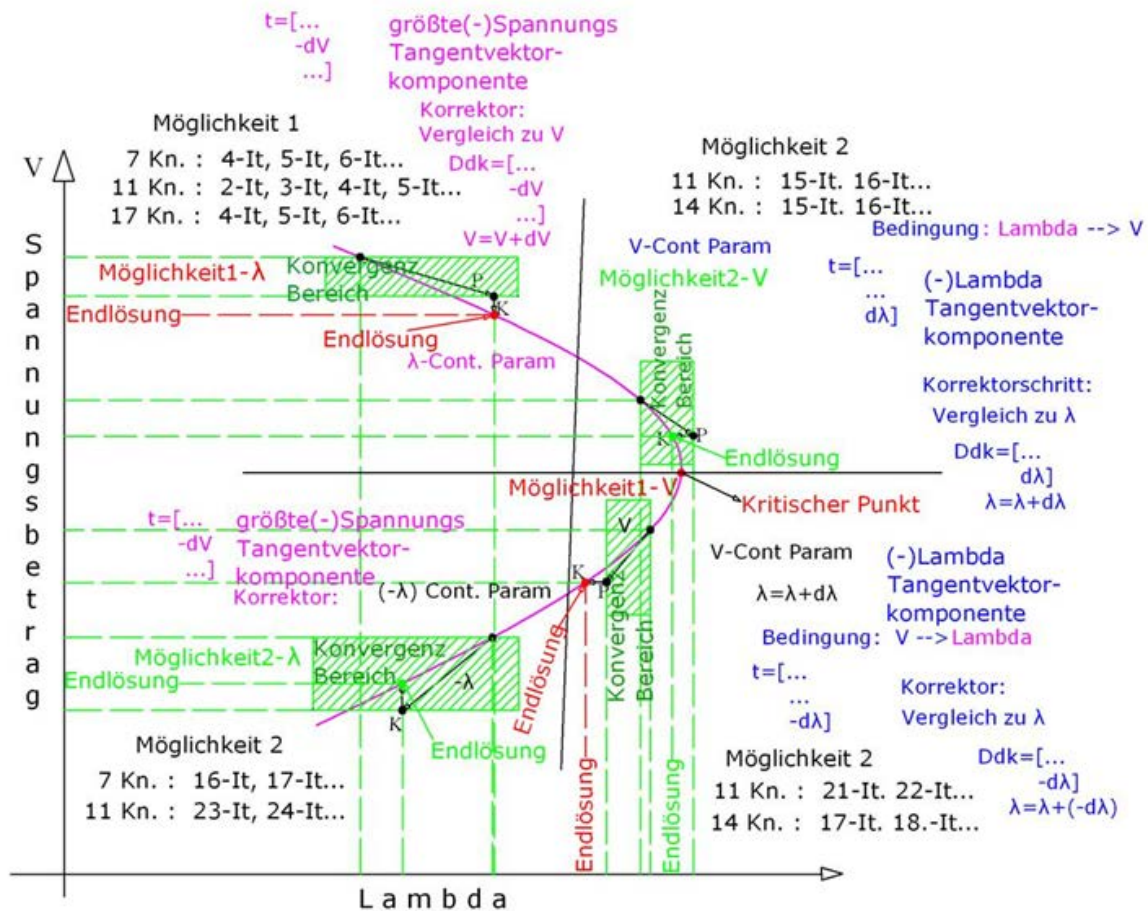


Abb. 8.5.2 Analyse der PV- Kurve, Umkehrung $\lambda \Rightarrow V$, Umkehrung $V \Rightarrow \lambda$

In Abbildung 8.5.2 stellen die grün schattierten Felder die Konvergenzbereiche dar. In schwarzer Schrift erfolgt die Zuordnung der CPF-Iterationsschritte der hier untersuchten Netze zu den im vorhergehenden Kapitel definierten Möglichkeiten.

a) Lambda- Continuation Parameter - Möglichkeit 1 - λ .

Möglichkeit 1- λ gilt für das 7 Knoten-Netz in der 4., 5. und 6. Iteration, für das 11 Knoten-Netz in der 2., 3., 4. und 5. Iteration und für das 17 Knoten-Netz in der 4., 5. und 6. Iteration, siehe die Abb. 9.5 und Unterkapitel **8.5.3.1**

b) Spannung-Continuation-Parameter (oberer Teil der Kurve) – „Möglichkeit 2-V“.

Möglichkeit 2-V gilt für das 11 Knoten- und für das 14 Knoten-Netz jeweils in der 15. und 16. Iteration, siehe Unterkapitel **8.5.3.2**

**c) Spannung-Continuation Parameter (unterer Teil der Kurve)
„Möglichkeit 1 - V“.**

Möglichkeit 1-V gilt für das 11 Knoten-Netz in der 21. und 22. Iteration und für das 14-Knoten-Netz in der 17. und 18. Iteration, siehe Unterkapitel **8.5.3.2**

**d) Lambda-Continuation Parameter (unterer Teil der Kurve) -
„Möglichkeit 2 - λ“.**

Möglichkeit 2-λ gilt für das 7 Knoten-Netz in der 16. und 17. Iteration und für das 11 Knoten-Netz in der 23. und 24. Iteration, siehe Unterkapitel **8.5.3.2**

Ermittelt man die vollständige PV-Kurve einschließlich des unteren Astes, so treten im Verlaufe der Analyse – unabhängig vom untersuchten Netz – sämtliche Möglichkeiten auf. Es wurden jedoch bei größeren Netzen Fälle beobachtet, wo die CPF-Analyse wegen Divergenz des Korrektors bei Möglichkeit 1 – V beendet werden musste [53].

8.5.3 Konvergente Korrektoiteration, prinzipielle Möglichkeiten

8.5.3.1 Möglichkeit 1, "gleichmäßige" Konvergenz

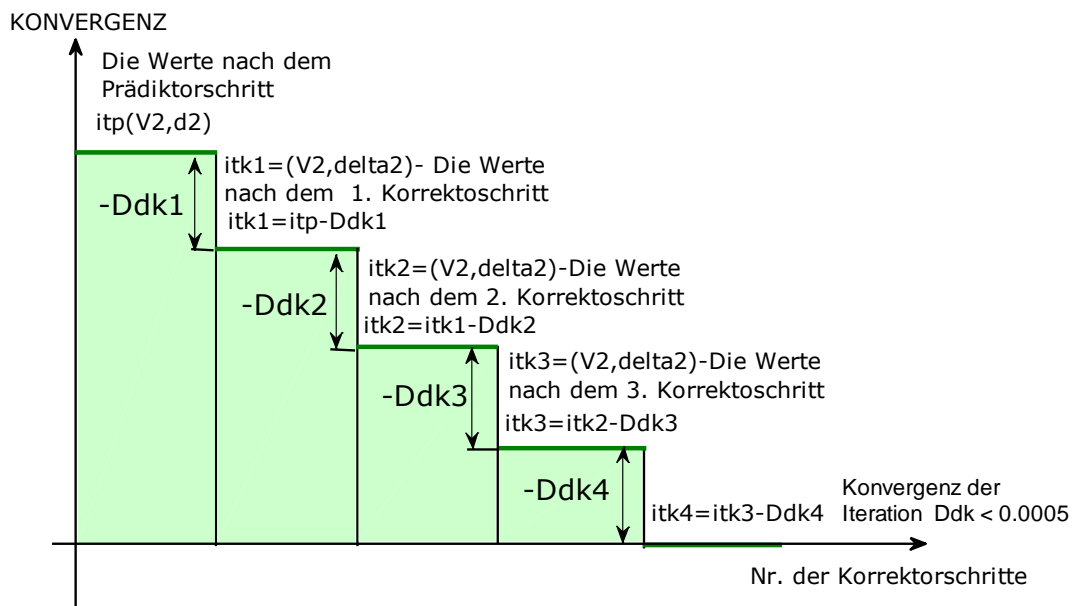


Abb. 8.5.3.1 Korrektoiteration - **Möglichkeit 1**

itp sind die Werte (Spannungsbeträge, Spannungswinkel und Lambda) nach dem Prädiktorschritt.

Ddk1, Ddk2, Ddk3,... sind die Korrekturen für die Korrektorschritte der 1., 2., 3... Iteration

itk1, itk2, itk3,... sind die Werte nach den Korrektorschritten

Wenn die Werte von $Ddk4 < 0.0005$ sind, wird die Korrektoriteration beendet. Das Ergebnis itk4 ist die Endlösung der Iteration.

8.5.3.2 Möglichkeit 2, "schwingende" Konvergenz

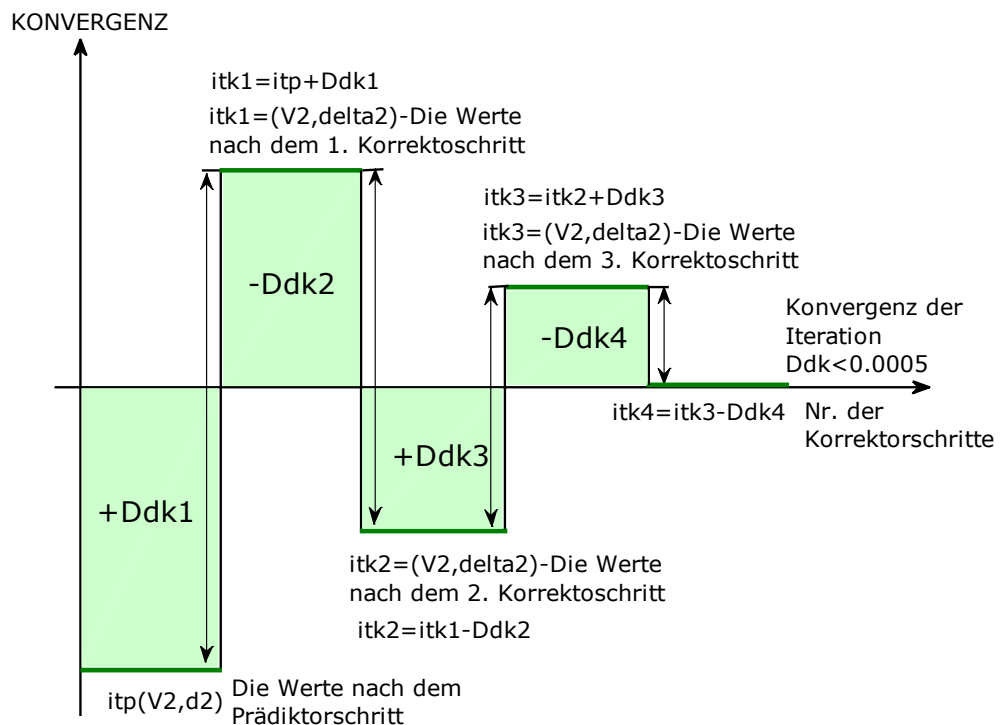


Abb. 8.5.3.2 Korrektoriteration - **Möglichkeit 2**

Die Korrekturen Ddki wechseln laufend das Vorzeichen, gehen jedoch abermals gegen Null. Die Iteration konvergiert nach dem 4. Schritt.

8.5.4 Beispiele für konvergente Korrektoiterationen bei Wechsel von Continuation Parameter λ auf V

8.5.4.1 14-Knoten Netz

Die 14te Iteration und die 15te Iteration werden analysiert.

In der 14ten Iteration findet der Wechsel von λ auf V $\lambda \Rightarrow V$ statt.

Am Beginn der 14-ten Iteration (vor dem Prädiktorschritt) ist $\lambda = 4.0300$

Nach dem Prädiktorschritt gilt mit dem Schrittweitenfaktor $\tau = 0.005$: $\lambda = 4.0350$

Am Ende der 14-ten Iteration (nach dem Korrektorschritt) beträgt Lambda: $\lambda = 4.0322$

Die Spannung am Knoten 4 hat die größte (negative) Tangentenvektorkomponente und den kleinsten Spannungswert im Netz. In Abb. 8.5.4.1 ist die PV-Kurve für diesen Knoten dargestellt.

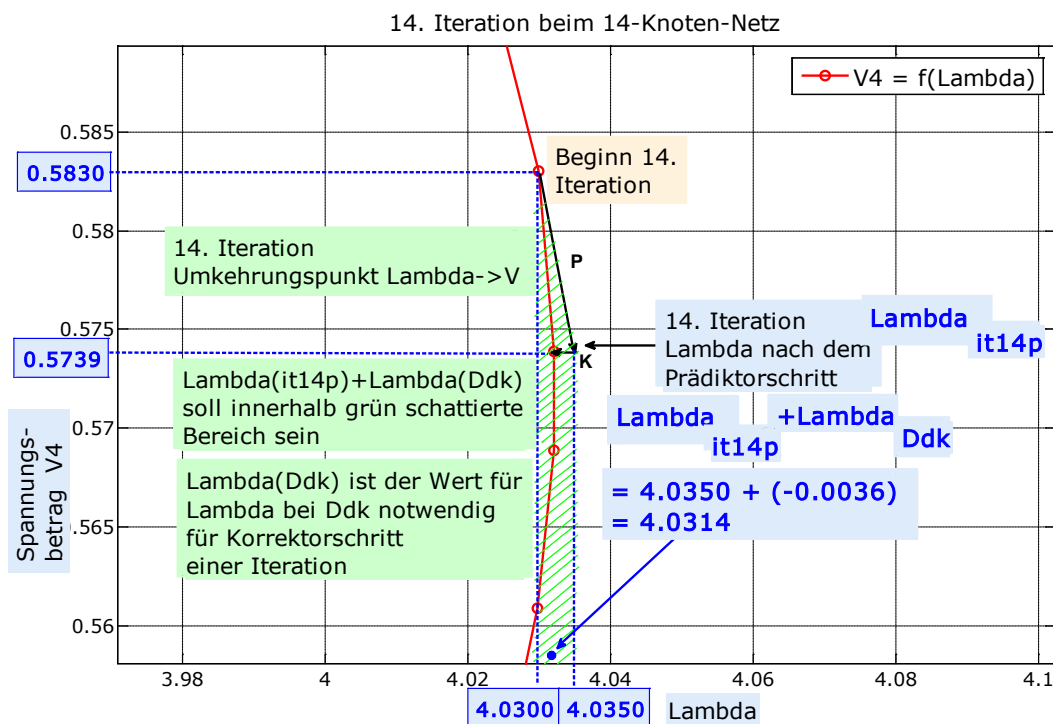


Abb. 8.5.4.1 Konvergenzbereich in der 14. Iteration beim 14-Knoten-Netz

Der Wert von Lambda sollte nach dem 1-ten Korrektorschritt innerhalb des Konvergenzbereiches $[\lambda$ (vor dem Prädiktor), λ (nach dem Prädiktor)] liegen.

Lambda beträgt nach dem 1. Korrektorschritt (siehe Abb. 8.5.4.1):

$$\lambda_{t14p} + \lambda_{Ddk} = 4.0350 + (-0.0036) = 4.0314$$

λ_{t14p} - ist der Wert für Lambda (λ) nach dem Prädiktorschritt in der 14. Iteration.

λ_{Ddk} - ist der Korrektur-Wert für Lambda (λ) in einer Korrektur-Iteration

Lambda befindet sich daher nach dem 1-sten Korrektorschritt innerhalb des Konvergenzbereichs. Daher ist Konvergenz der Korrekturiterationen zu erwarten.

Im Folgenden ist die Entwicklung des Parameters λ für sämtliche Korrekturiterationen dargestellt. Man erkennt dass die Beträge der Korrekturen $D\lambda$ sich stetig verkleinern, und dass der Korrektor konvergiert.

1-ste Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 4.0350 + (-0.0036) = 4.0314$

2-te Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 4.0314 + (0.0010) = 4.0324$

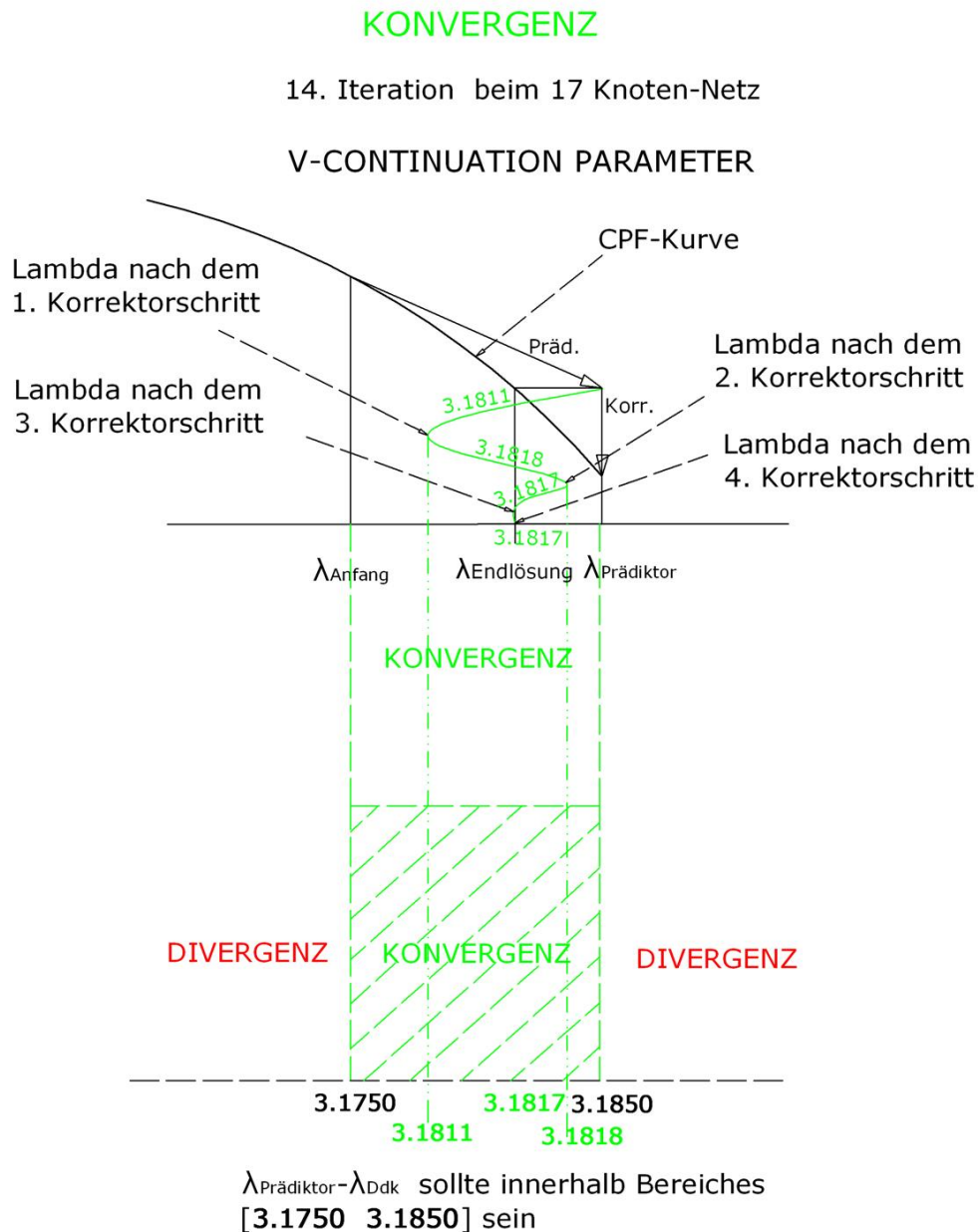
3-te Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 4.0324 + (-0.0002) = 4.0322$

4-te Korrektorschritt: $\lambda = \lambda + D\lambda = 4.0322 + (0.0000) = 4.0322$

Wenn Ddk kleiner als ≤ 0.0005 ist dann wird die Iteration beendet.

8.5.4.2 17-Knoten Netz

In Abb. 8.5.4.2 wird der Verlauf der Korrekturiteration und der Konvergenzbereich für das 17 Knoten Netz in der 14. CPF-Iteration dargestellt, vgl. auch Kap. 8.1. Spannung V ist Continuation Parameter.

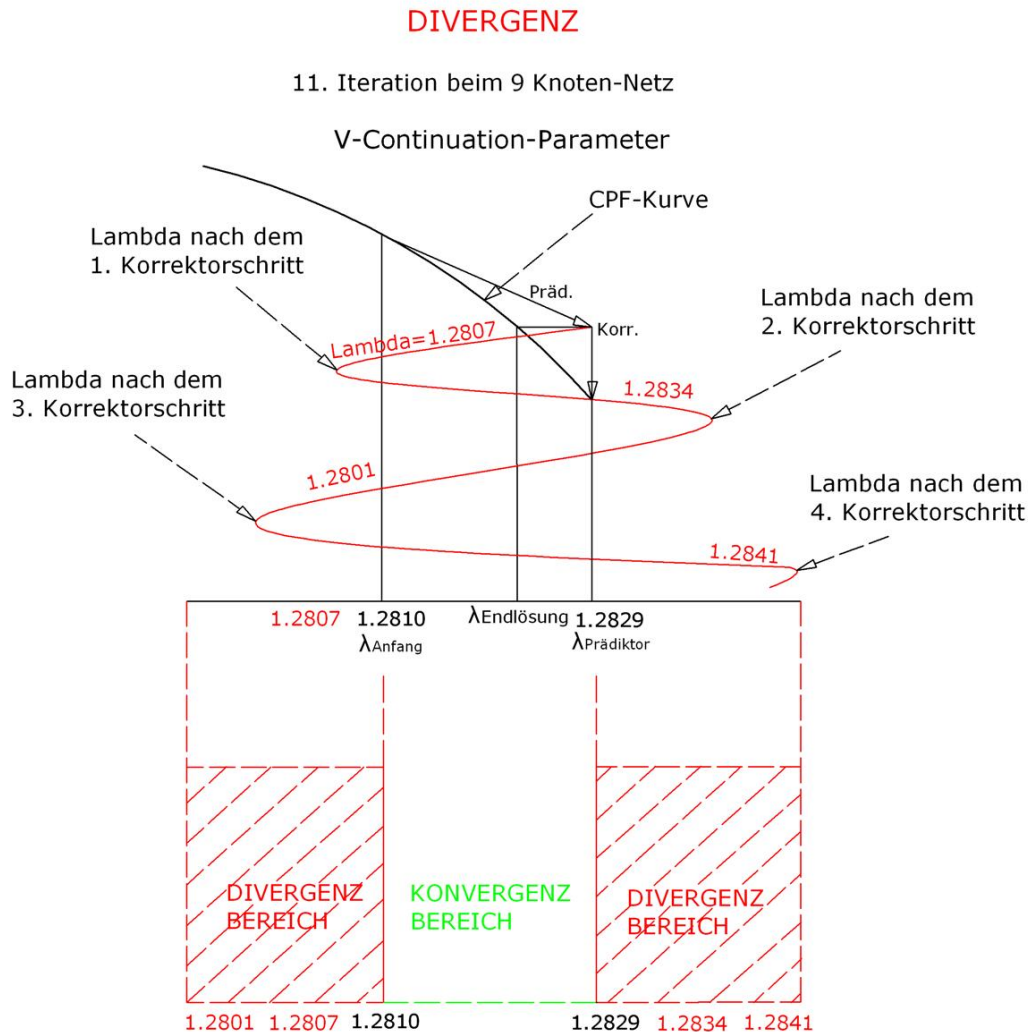


- | | |
|---------------------|-------------------------------|
| 1. Korrektorschritt | $3.1850 + (-0.0039) = 3.1811$ |
| 2. Korrektorschritt | $3.1811 + (0.0007) = 3.1818$ |
| 3. Korrektorschritt | $3.1818 + (-0.0001) = 3.1817$ |
| 4. Korrektorschritt | $3.1817 + (0.0000) = 3.1817$ |

Abb. 8.5.4.2 Konvergenzbereich einer Iteration mit der Spannung V als Continuation Parameter

In der Abbildung ist zu sehen, dass der Wert für λ nach 1. Korrektorschritt innerhalb des Konvergenzbereichs liegt. Im weiteren Verlauf der Korrektor-Iterationen wechseln die λ -Korrekturen in gleicher Weise wie bei dem 14 Knoten Netz permanent das Vorzeichen. Nach dem 4. Korrektorschritt konvergiert die Iteration. Beweis siehe [54-Anhang C]

8.5.5 Divergenz der Korrektor-Iterationen mit V als Continuation Parameter



$\lambda_{\text{Prädiktor}} - \lambda_{\text{Ddk}}$ sollte innerhalb des Bereiches [1.2810 1.2829] sein.

- 1. Korrektorschritt $1.2829 + (-0.0022) = 1.2807$
- 2. Korrektorschritt $1.2807 + (0.0027) = 1.2834$
- 3. Korrektorschritt $1.2834 + (-0.0033) = 1.2801$
- 4. Korrektorschritt $1.2801 + (0.0040) = 1.2841$

1.2807 ist außerhalb des Bereiches [1.2810 1.2829] daher ist die Iteration **Divergiert**

Abb.8.5.5 Divergenz einer Iteration mit der Spannung V als Continuation Parameter

Die Abbildung verdeutlicht die Divergenz in der 11-ten CPF-Iteration bei dem 9-Knoten Netz. Lambda liegt bereits nach dem 1. Korrektorschritt außerhalb des Konvergenzbereichs und entfernt sich in den anschließenden Iterationen noch weiter von diesem Bereich. Dabei nehmen die Korrekturen abwechselnd positive und negative Werte mit wachsenden Beträgen an.

Eine derartige Divergenz tritt dann auf, wenn der Wert für den Schrittweitenfaktor τ zu groß angenommen wird, oder wenn die Wirkung des Continuation Parameters nicht ausreicht, um den Korrektor-Prozess zu stabilisieren [53].

Auch bei den anderen hier durchgeführten CPF-Analysen trat Divergenz des Korrektors auf, wenn sich die Lösung des 1sten Korrektorschritts außerhalb des "Konvergenzbereichs" befand. Beweis siehe [54-Anhang C]

8.5.6 Schlussfolgerungen zum Konzept "Konvergenzbereich"

Es wurde gezeigt, dass das hier vorgestellte Konzept "Konvergenzbereich" geeignet ist, in der kritischen Phase der CPF-Analyse – bei Annäherung an den kritischen Punkt eine Divergenz des Korrektors frühzeitig, nämlich bereits nach der 1. Iteration, zu erkennen. Somit können bei Divergenzneigung des Korrektors Abhilfemaßnahmen getroffen werden, bevor unnötig Rechenzeit mit divergierenden Iterationen verbraucht wird. Als Abhilfemaßnahme kommt primär die Reduktion der Prädiktorschrittweite in Frage. In [53] wurde ferner gezeigt, dass die Korrektoriteration in gewissen Fällen durch einen vorzeitiger Wechsel vom Continuation Parameter Lambda auf die Spannung oder durch die Umsetzung des Spannungs- Continuation Parameters auf einen anderen Knoten erfolgreich stabilisiert werden kann.

Eine weitere kritische Phase der CPF-Analyse ist die Abarbeitung des unteren Teils der PV-Kurve beim Continuation Parameter Lambda. Auch in diesem Teil der Analyse stellt das Konzept "Konvergenzbereich" ein nützliches Hilfsmittel zur Stabilisierung des Korrektors dar.

8.6 Möglichkeiten des Starts der CPF Prozedur.

8.6.1 Möglichkeit 1

Eingabewerte: $\lambda = 0$ setzen (Anfangswerte für Erzeugung und Last),

Annahme von Startwerten für die Spannungsbeträge (z.B. 1.0) und Spannungswinkel (z.B. 0.0).

Mit diesen Startwerten wird eine konventionelle Lastflussrechnung durchgeführt. Das Resultat sind Anfangswerte für die Knotenspannungen.

Die CPF-Prozedur beginnt mit der Erhöhung der Lasten und fallweise auch der Einspeisungen mittels eines Lastfaktors $\lambda = 0,1$. Mit den zuvor berechneten Spannungsanfangswerten werden die Elemente der Jacobi-Matrix J_{aug} ermittelt. Danach erfolgt der Prädiktorschritt mit

einem Schrittweitenfaktor $\tau = 0.1$. Daher gilt:

$$it_{1p} = it_o + \tau \cdot t$$

it_{1p} enthält Spannungsbeträge, Spannungswinkel und Lambda.

Mit diesem Wert wird der Korrektorschritt durchgeführt und nachdem die Iteration konvergiert, erhalten wir die Endlösung der 1. CPF-Iteration.

8.6.2 Möglichkeit 2

Bei der 2. Variante wird die CPF-Prozedur sofort gestartet, ohne zuvor eine konventionelle Lastflussrechnung durchzuführen. Im Detail sieht die Startprozedur wie folgt aus:

Eingabewerte: Die Startwerte der Spannungsbeträge und Spannungswinkel werden wie bei einer konventionellen Lastflussrechnung gesetzt.

Lasten und fallweise auch Einspeisungen werden entsprechend einem Lastfaktor $\lambda = 0,1$ erhöht. Mit diesen Startwerten werden die Elemente der Jacobi-Matrix J_{aug} berechnet,

danach wird aus J_{aug} der Tangentenvektor t bestimmt.

Für den Schrittweitenfaktor $\tau = 0,1$ wird wie zuvor der erste Prädiktorschritt durchgeführt.

$$it_{1p} = it_o + \tau \cdot t$$

Anschließend erfolgt der 1. Korrektorschritt. Die erste Korrektoiteration konvergiert hier in der Regel langsamer als bei der ersten Möglichkeit gemäß Kap. 8.6.1.

8.6.3 Möglichkeit 3

Diese Variante unterscheidet sich von Möglichkeit 1 dadurch, dass die Initialisierungslastflussrechnung NICHT durch einen intern implementierten Lastflussalgorithmus erfolgt, sondern von einem externen Lastflussprogramm übernommen wird. Im Detail sieht die Startprozedur wie folgt aus:

Lasten und fallweise auch Einspeisungen werden entsprechend einem Lastfaktor $\lambda = 0,1$ erhöht. Mit den aus den Resultaten der externen Lastflussberechnung übernommenen Spannungsstartwerten wird die Jacobi-Matrix J_{aug} berechnet und danach der Tangentenvektor t bestimmt. Anschließend wird mit dem Schrittweitenfaktor $\tau = 0,1$ der 1. Prädiktorschritt und anschließend der 1. Korrektorschritt durchgeführt.

8.7 Netzlast als Funktion der Anzahl der Iterationschritte

8.7.1 Lastfaktor λ

Im Verlauf der Continuation- Power-Flow-Analyse wird die Last ausgehend von der Grundlast P_0, Q_0 vor jeder CPF-Iteration mit dem Lastfaktor λ erhöht.

Z.B. gilt bei dem 17-Knoten-Netz für $\lambda = 0,15$:

$$P_{05} = 1.00; Q_{05} = 0.80; K = 1.0;$$

$$P_5 = P_{05} (1 + K * \lambda) * 100 = 1.0 * 1.15 * 100 = 115 \text{ MW}$$

$$Q_5 = Q_{05} (1 + K * \lambda) * 100 = 0.8 * 1.15 * 100 = 92 \text{ MW}$$

K ist ein Kalibrierungsfaktor. Er kann für Wirk- und Blindlast unterschiedlich angenommen werden, und er kann auch bei den einzelnen Knoten verschieden sein. In den vorliegenden Untersuchungen beträgt er jedoch immer 1.0.

Damit im Verlauf der CPF-Analyse die Bilanz (Einspeisung – Last) ausgeglichen bleibt, können auch die Einspeisungen mit dem Lastfaktor erhöht werden. Dies erfolgte jedoch nicht bei sämtlichen berechneten Netzen. In jenen Fällen, in welchen die Einspeisungen konstant gehalten wurden, verlagern sich die Lasterhöhungen auf den Referenzknoten.

Tabelle 8.7.1 Wirk- und Blindleistung für die 1., 14., 19. und 32. Iteration in Knoten 5 beim 17-Knoten Netz

	Anfangswerte	1. Iteration	14. Iteration	19. Iteration	32. Iteration
	$\lambda=0$ (p.u.)	$\lambda=0.15$ (p.u.)	$\lambda=3.1817$ (p.u.)	$\lambda=3.1547$ (p.u.)	$\lambda=0.0$ (p.u.)
P5 (MW)	100	115	418.17	415.47	100
Q5 (MVar)	80	92	334.536	332.376	80

In Tab. 8.7.1 ist zu sehen, dass die Last in der 14. Iteration mit einem Lastfaktor $\lambda = 3,1817$ das Maximum (den kritischen Punkt) erreicht. In der 32. Iteration wird wieder die Grundlast erreicht, der Arbeitspunkt liegt aber nun auf dem unteren Ast der PV-Kurve.

8.7.2 Leistungsbilanz als Funktion der Iterationsanzahl

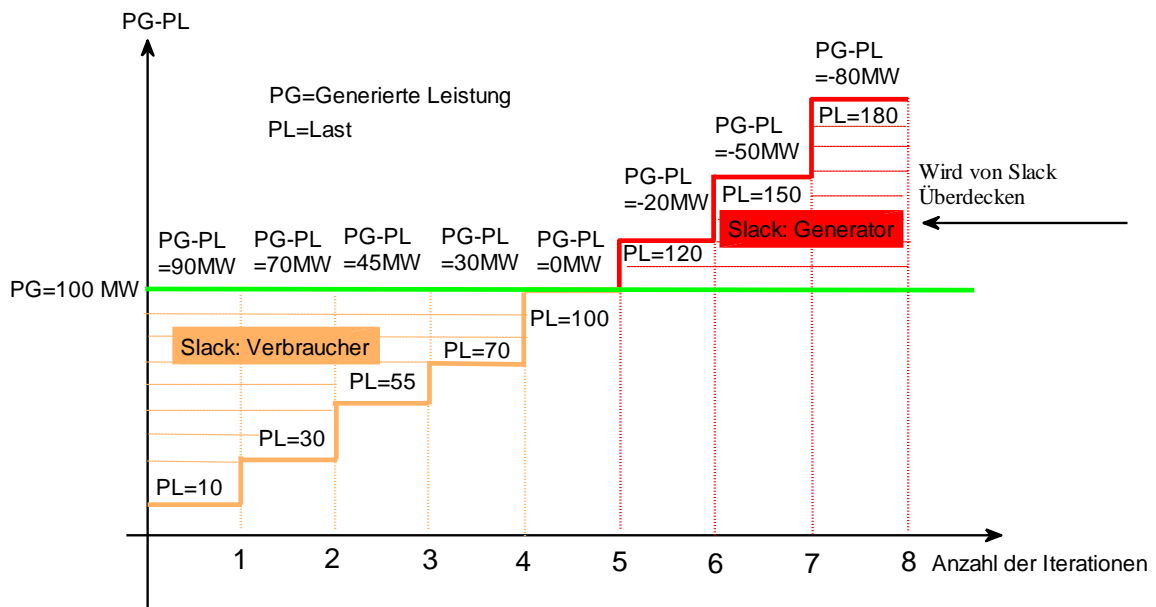


Abb.8.7.2 Leistungsbilanz $P_G - P_L$ als Funktion der Iterationsanzahl. Orange: Slack ist Verbraucher, rot: Slack ist Generator

Die Abbildung zeigt, dass in der ersten Iteration die Last P_L 10 MW beträgt. Da die erzeugte Leistung P_G für alle Iterationen konstant gehalten wird, bleiben 90 MW Überschussleistung im Netz übrig, welche vom Slack abgenommen wird.

In der zweiten Iteration wird durch die Vergrößerung von λ , die Last im Netz auf 30 MW vergrößert. Der Leistungsunterschied zwischen Erzeugung und Last wird bis zu der 5ten Iteration verkleinert, wobei er in der 5ten Iteration Null ist. Ab der 6-ten Iteration wird die Last im Netz größer als die Erzeugung. Die Differenz wird vom Bezugsknoten geliefert.

8.7.3 Wirklast als Funktion der Iterationsanzahl

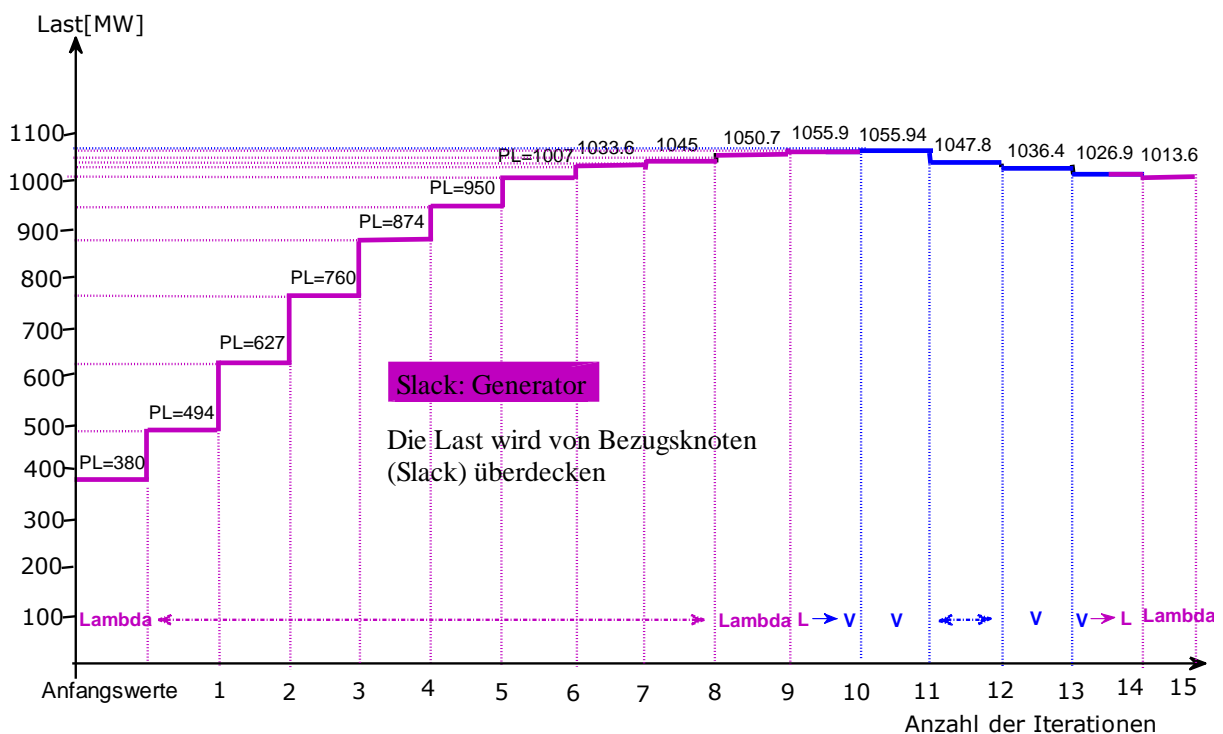


Abb. 8.7.3 Netzlast als Funktion der Anzahl der Iterationen bei dem 6-Knoten-Netz (Lbak0562 Last)

In der Abbildung ist die Wirklast im 6 Knoten-Netz **Lbak0562 Last** als Funktion der Anzahl der Iterationen schematisch dargestellt. Das Netz besitzt 3 Lastknoten und außer dem Bezugsknoten (Slack) keine weitere Einspeisung. In der 1-sten Iteration deckt dieser 380 MW Netzlast ab.

Von der ersten bis zu der 9. Iteration wird λ als Continuation Parameter (Lila Farbe) genommen. In der 10. Iteration findet der Wechsel von λ in V ($\lambda \Rightarrow V$) statt.

Von der 11. bis zur 13. Iteration wird die Spannung V als Continuation Parameter (Blaue Farbe) genommen, in der 14. Iteration findet wieder der Wechsel von V auf λ ($V \Rightarrow \lambda$) statt (Lila Farbe –der untere Teil der Kurve).

Das Lastmaximum in der 11. Iteration markiert den kritischen Punkt, der abfallende Teil der Lastkurve entspricht dem unteren Teil der PV-Kurve. In der Abbildung sind nur 15 der insgesamt 24 Iterationen dargestellt.

8.8 Schrittweitenfaktor τ

Es besteht die Tendenz, dass der Korrektor um so langsamer konvergiert, je näher man dem kritischen Punkt kommt. Ferner konvergiert der Korrektor bei Continuation Parameter V langsamer als bei Continuation Parameter λ . Langsame Konvergenz tritt auch dann auf, wenn die Bedingung, den Continuation-Parameter λ auf V umzukehren, von mehreren Knoten gleichzeitig erfüllt wird. Um Konvergenz des Korrektors in jedem Bereich der PV-Kurve zu erreichen, muss daher der Prädiktor-Schrittweitenfaktor in jeder CPF-Iteration angepasst werden. Bei Annäherung an den kritischen Punkt wird er verkleinert, nach dessen Überschreitung (im unteren Ast der PV-Kurve) kann er wieder vergrößert werden. Z.B. benötigt man für das 6-Knoten Netz Lbak0562 in der Nähe des kritischen Punktes für den Schrittweitenfaktor $\tau = 0.01$ ca. 8 Korrektorschritte damit die Iteration konvergiert. Wird der Schrittweitenfaktor auf $\tau = 0.0075$ verkleinert, sind nur noch 5 Korrektorschritte notwendig.

8.9 Schrittweitenfaktor für 8. und 11. Iteration beim 6-Knoten-netz Lbak0562 Last

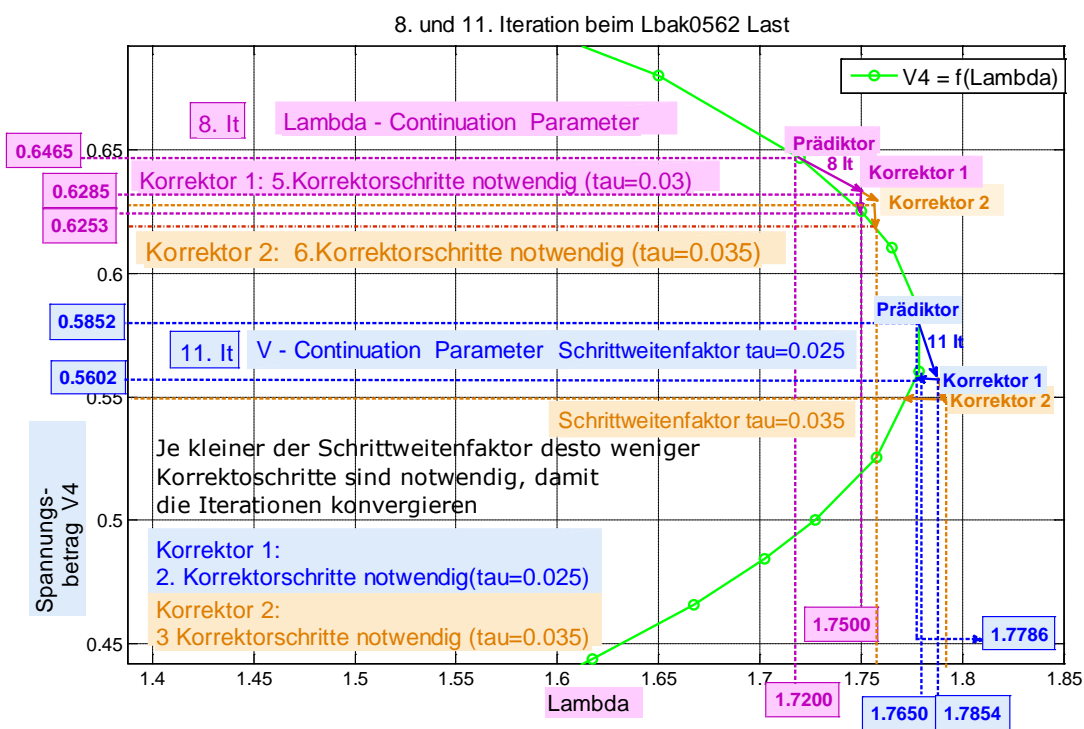


Abb. 8.9 Schrittweitenfaktor τ für 8. und 11. Iteration bei Lbak0562 Last

In Abb. 8.9 wird der Einfluss der Wahl des Schrittweitenfaktors auf die Anzahl der Korrekturiterationen veranschaulicht. Jede Iteration sollte für einen bestimmten Schrittweitenfaktor τ innerhalb von 4-5 Iterationen konvergieren. Die durch erhöhte Schrittweitenfaktoren vergrößerten Iterationsanzahlen sind in der Abbildung in brauner Farbe dargestellt.

In der 8. CPF-Iteration wird Lambda als Continuation-Parameter genommen.

Für einen Schrittweitenfaktor $\tau = 0.03$ sind 5 Korrektorschritte für die Konvergenz notwendig.

Bei Erhöhung von $\tau = 0.03$ auf $\tau = 0.035$ sind 6 Korrektur- Iterationen erforderlich.

In der 11. Iteration ist die Spannung v_4 Continuation-Parameter. Für den Schrittweitenfaktor

$\tau = 0.025$ sind 2 Korrektorschritte notwendig. Wird der Schrittweitenfaktor auf $\tau = 0.035$ erhöht, dann konvergiert der Korrektor erst in 3 Iterationen.

Wird der Schrittweitenfaktor zu klein gewählt, dann verringert sich zwar die Anzahl der Korrekturiterationen, die Anzahl der CPF-Iterationen und damit die Rechenzeit steigen jedoch sehr stark an.

8.10 Darstellung der Ergebnisse auf dem trigonometrischen Kreis für ein 2-Knoten-Netz berechnet durch CPF-Programm

Es besteht auch die Möglichkeit, die durch das CPF-Programm errechneten Funktionen $v_i = f(\lambda_i)$ und $\delta_i = f(\lambda_i)$ im trigonometrischen Kreis darzustellen.

In Abbildung 8.10 ist der durch das CPF Programm berechnete trigonometrische Kreis für das 2-Knoten-Netz und die 1., 5., 10., 15., 17., 30. und 35. Iteration dargestellt. Die x-Koordinate entspricht den Spannungsbeträgen des Lastknotens im Intervall [0,1], die Spannungswinkel beziehen sich auf den Referenzknoten.

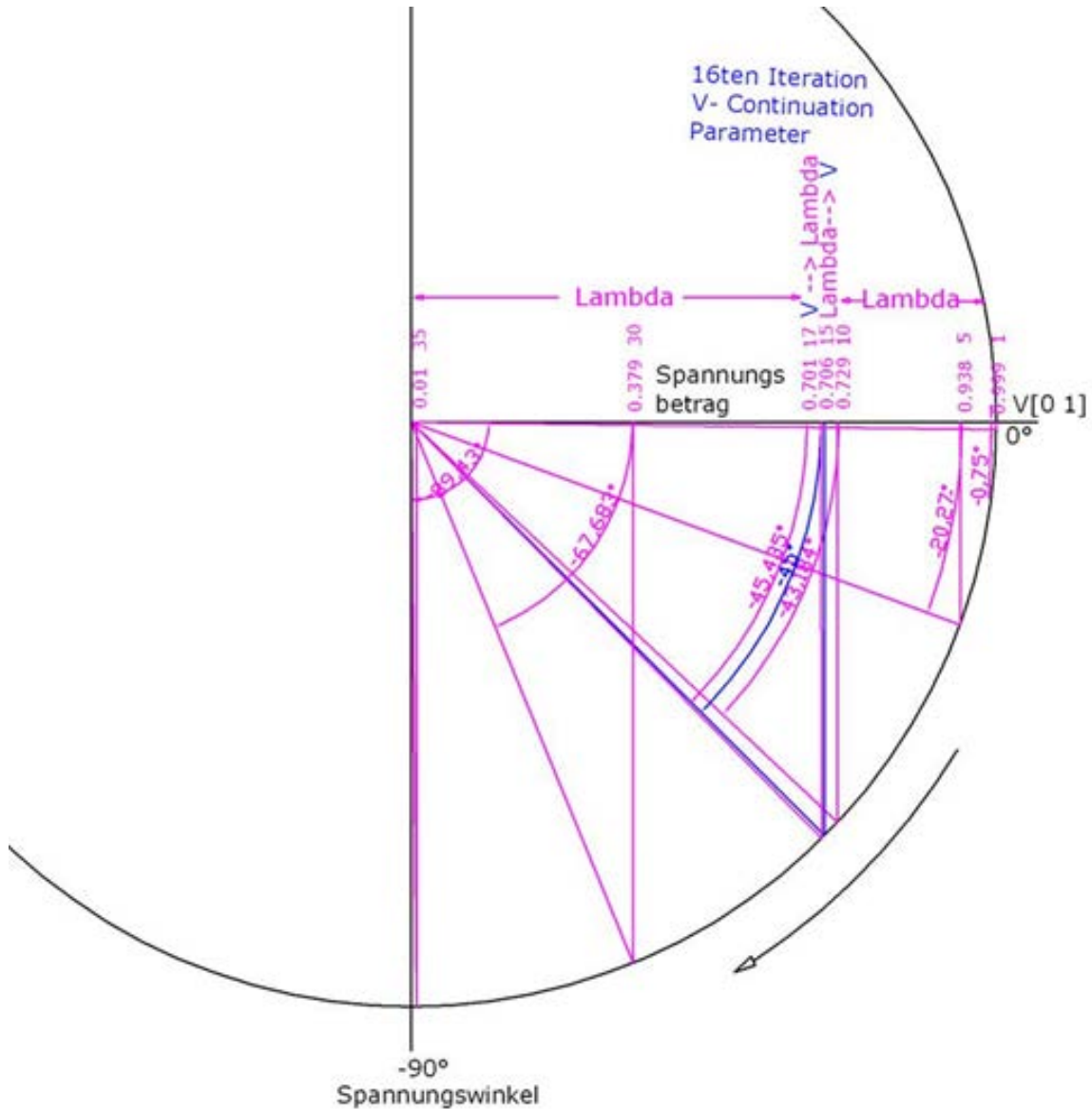


Abb. 8.10 2-Knoten-Netz im trigonometrischen Kreis dargestellt

In der 1. Iteration sind die Werte für Spannungsbetrag und Spannungswinkel:

$v_2 = 0.9999$, $\delta_2 = -0.75$. Ab der 1. bis zur 14. Iteration ist λ der Continuation Parameter. In der Abb. 8.10 sind diese Iterationen in Lila Farbe eingezeichnet.

In der 15. Iteration erfolgt der Wechsel vom Continuation Parameter λ auf v .

In der 16. Iteration ist v Continuation Parameter. Die Iteration ist in blauer Farbe dargestellt.

In der 17. Iteration erfolgt die Umkehr von Continuation Parameter v auf λ . Die Darstellung erfolgt wieder in Lila Farbe.

Die Werte der Spannungsbeträge und Spannungswinkel für die 1., 5., 10., 15., 17., 30. und 35. Iteration sind in Tab. 8.10 angegeben.

Tabelle 8.10 Spannungsbeträge und Spannungswinkel für die 1., 5., 10., 15., 17., 30. und 35. Iteration für das 2-Knoten-Netz

	1. Iteration	5. Iteration	10. Iteration	15. Iteration	17. Iteration	30. Iteration	35. Iteration
δ_2 (°)	-0.75	-20.27	-43.184	-45.00	-45.4356	-67.6835	-89.433
v_2 (p. u.)	0.9999	0.9381	0.7292	0.7062	0.7017	0.3797	0.0100

Kapitel 9

Resultate der CPF- und L-Index- Analysen

Jedes der in den Analysen bearbeiteten Netze wird schematisch dargestellt. Im Anschluss daran werden die Funktionen $V = f(\lambda)$ und $\delta = f(\lambda)$ abgebildet. Ferner werden der Leitungsindex $L_{ij} = f(\lambda)$, der Knotenindex $L_i = f(\lambda)$ und der Wirkleistungs-L-index dargestellt. Der Wirkleistungs-L-index wurde nicht für alle Netze ermittelt.

Bei dem **4-Knoten Netz** werden im Verlauf der CPF-Analyse sowohl die Lasten als auch die Einspeisung verändert. Bei den anderen Netzen werden ausschließlich Lasten modifiziert und deren Lasterhöhungen zur Gänze vom Slack ausgeglichen.

9.1 2-Knoten-Netz

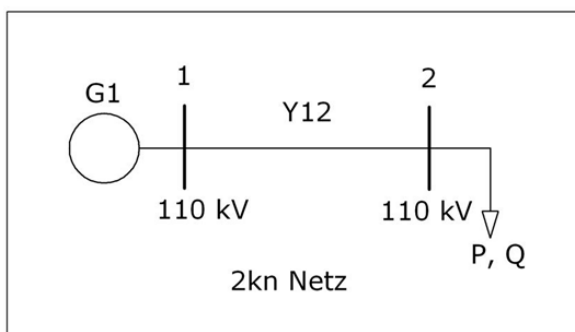


Abb.9.1 2-Knoten-Netz

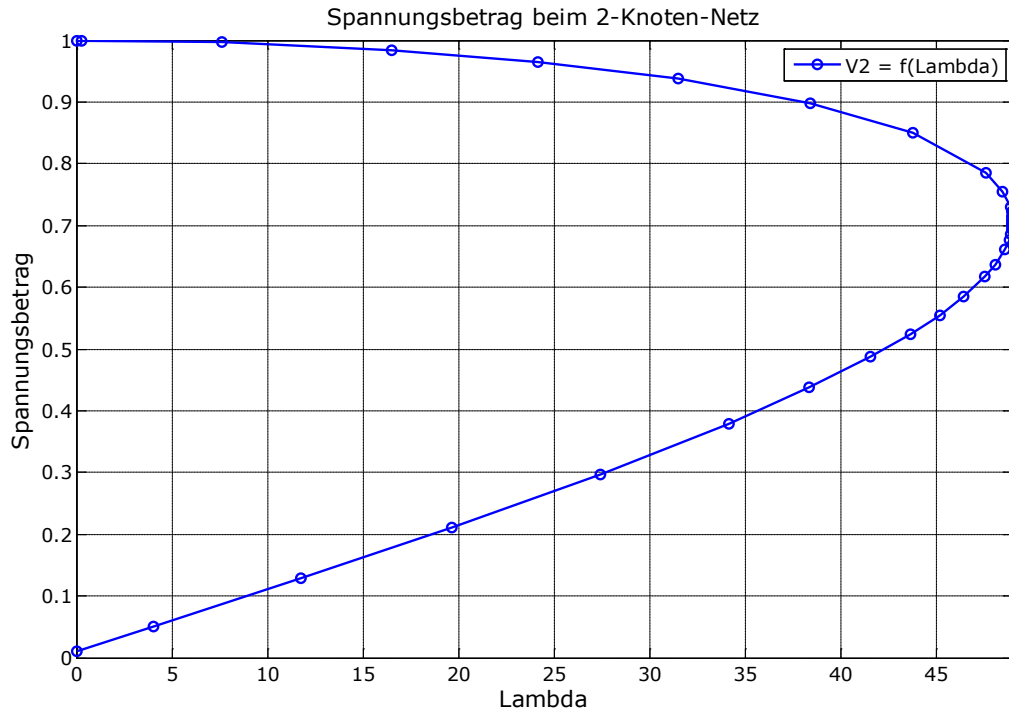


Abb.9.1.a $V = f(\lambda)$

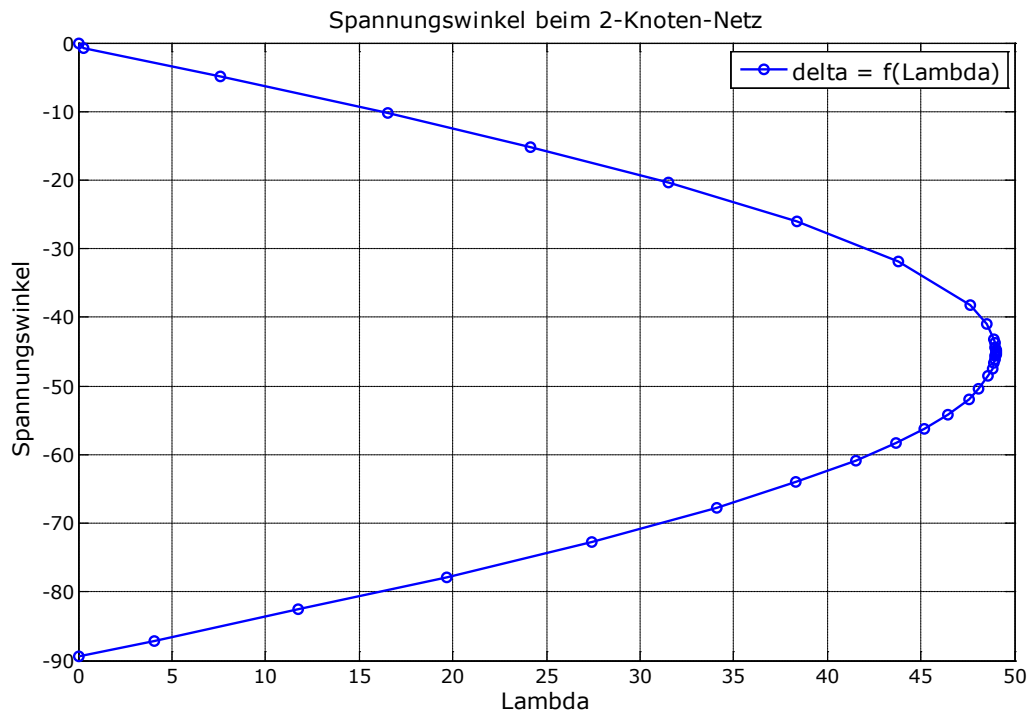


Abb.9.1.b $\delta = f(\lambda)$

Der Leitungs-Blindleistungsindex (Q) ist für das 2-Knoten-Netz 0, da die Blindlast mit 0 angenommen wurde. Seine Darstellung erübrigt sich daher.

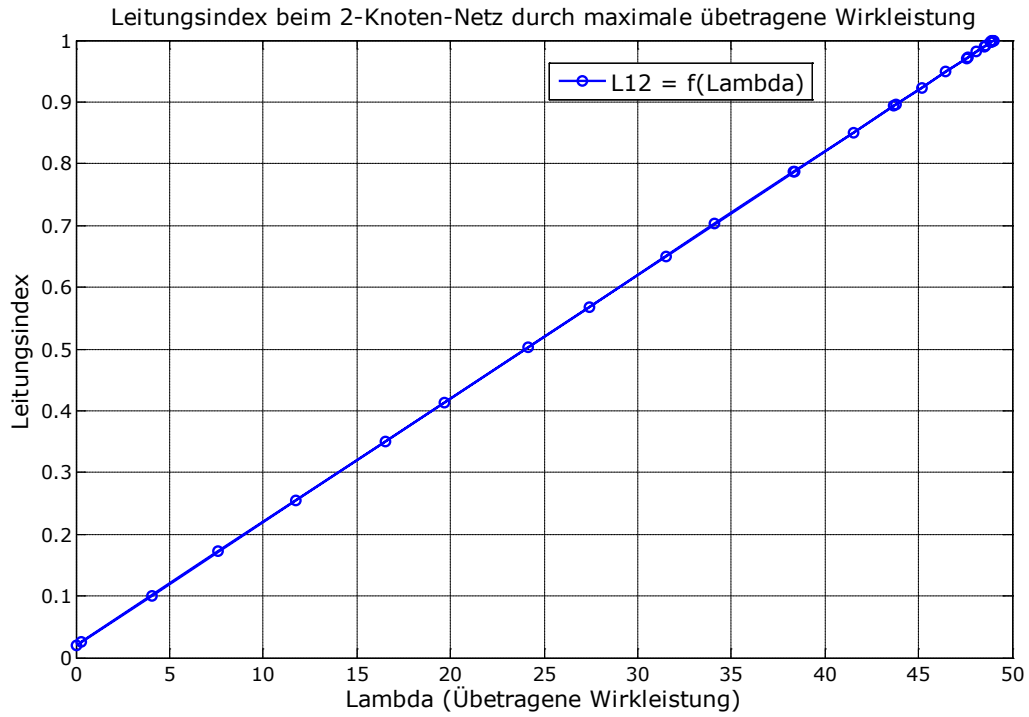


Abb.9.1.c LeitungsindeX durch maximale Wirkleistungsübertragung $L_{12} = f(\lambda)$

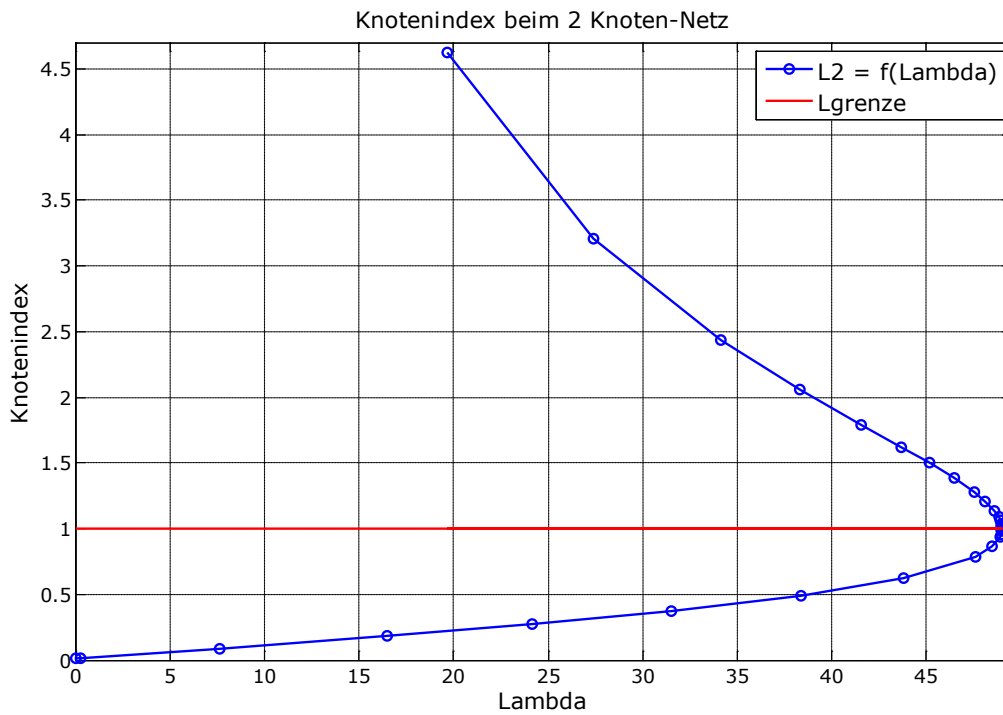


Abb.9.1.d Knotenindex $L_2 = f(\lambda)$

9.2 3-Knoten-Netz

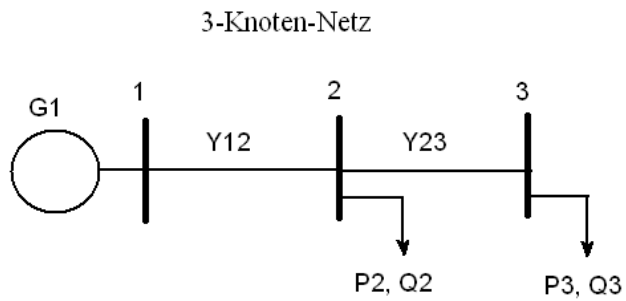


Abb.9.2 3-Knoten-Netz

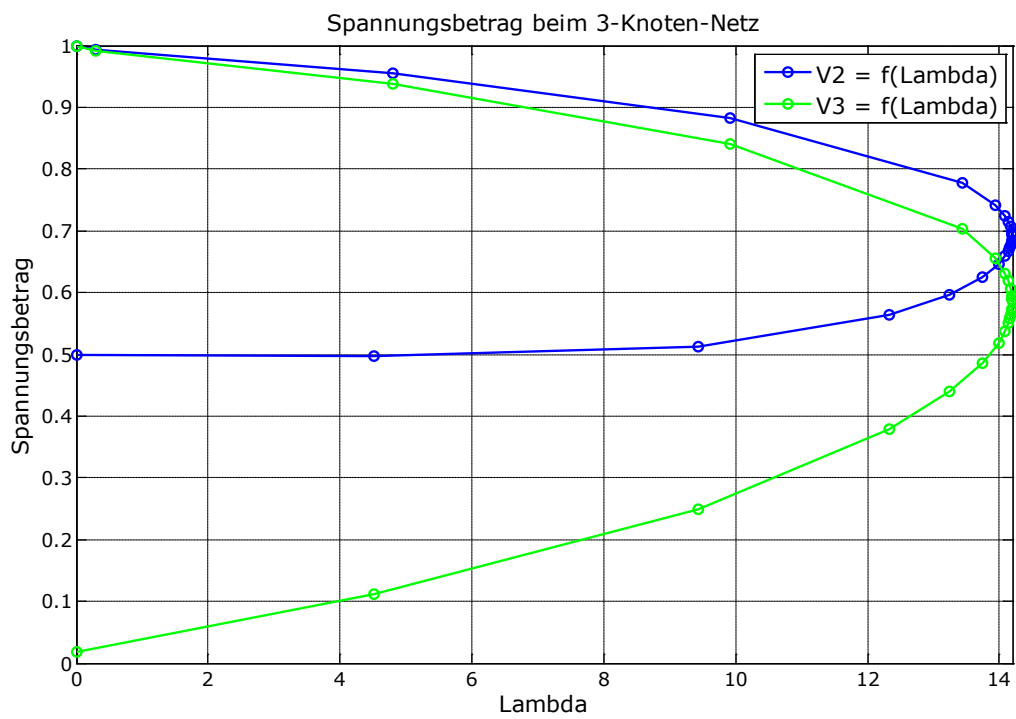


Abb.9.2.a $V_2 = f(\lambda), V_3 = f(\lambda)$

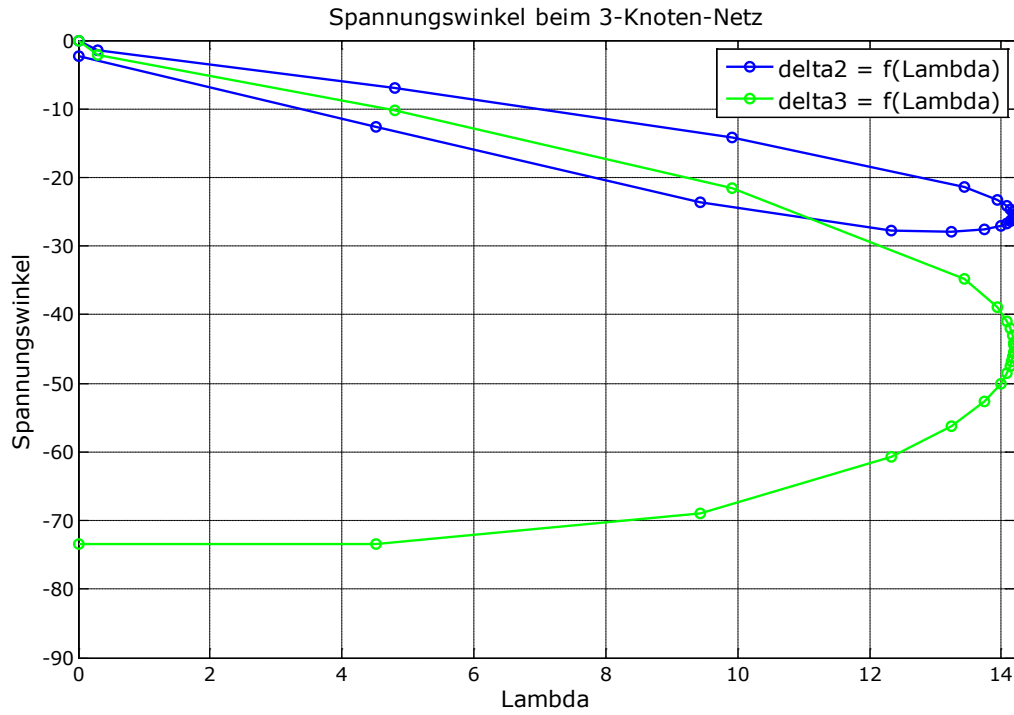


Abb.9.2.b $\delta_2 = f(\lambda), \delta_3 = f(\lambda)$

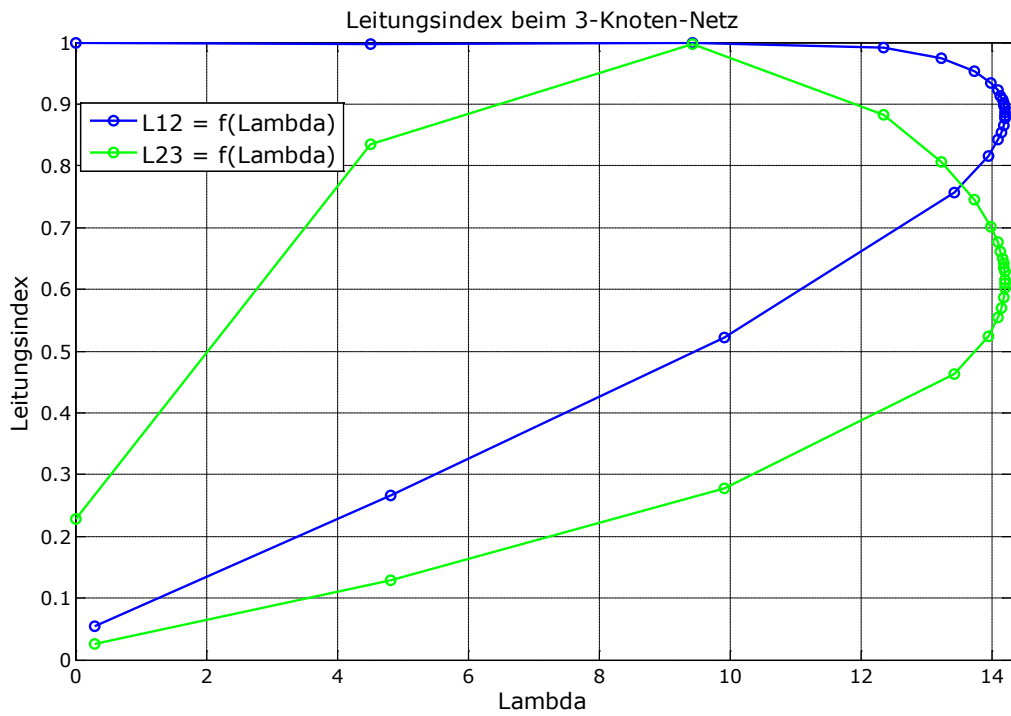


Abb.9.2.c Leitungsindex $L_{12} = f(\lambda), L_{23} = f(\lambda)$

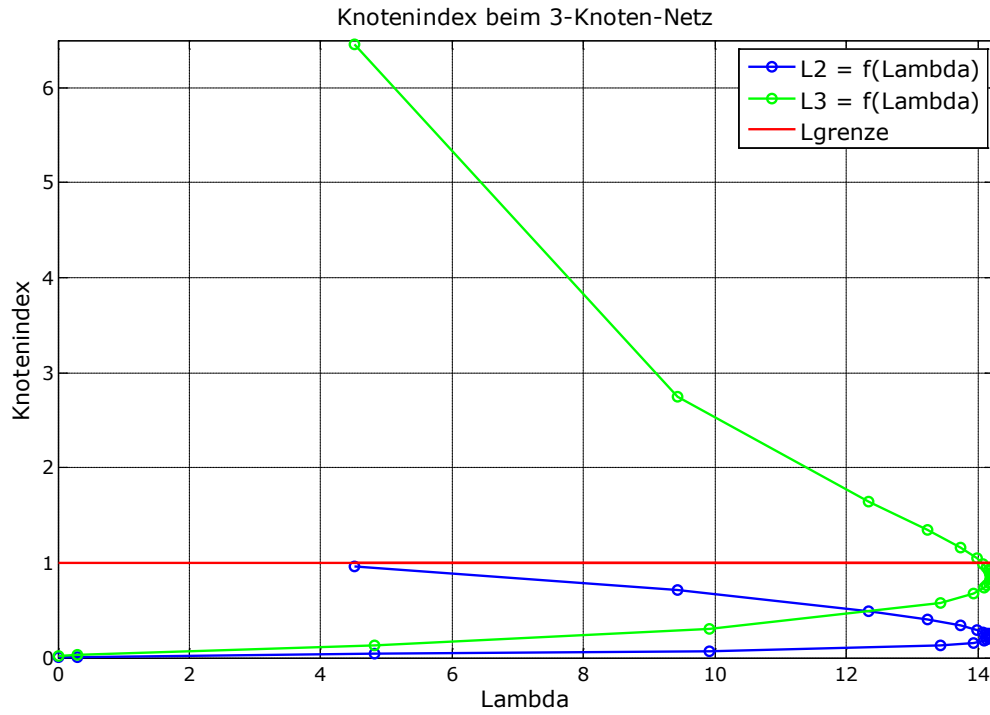


Abb.9.2.d Knotenindex $L_2 = f(\lambda)$, $L_3 = f(\lambda)$

9.3 4-Knoten-Netz

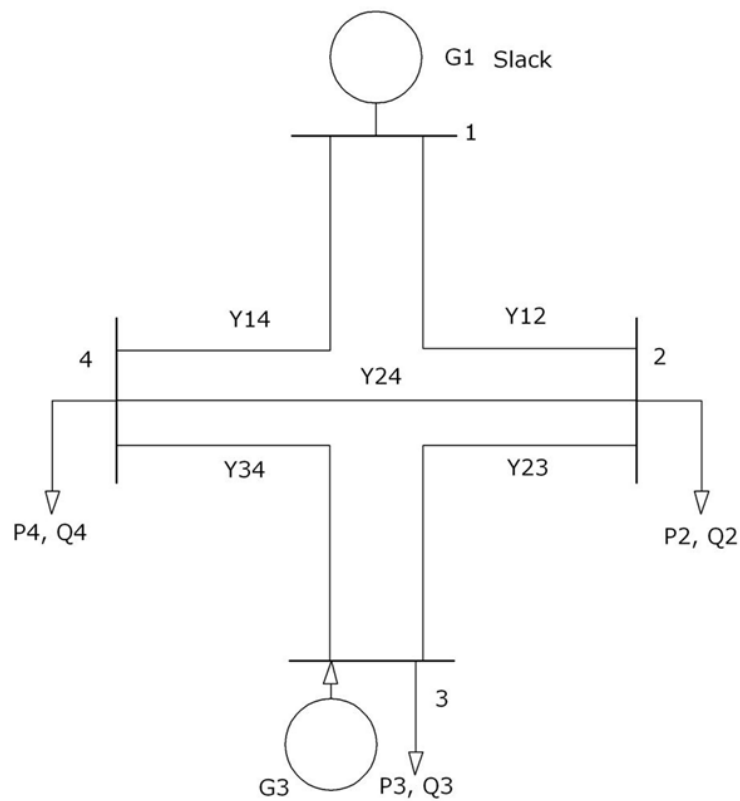


Abb.9.3 4-Knoten-Netz

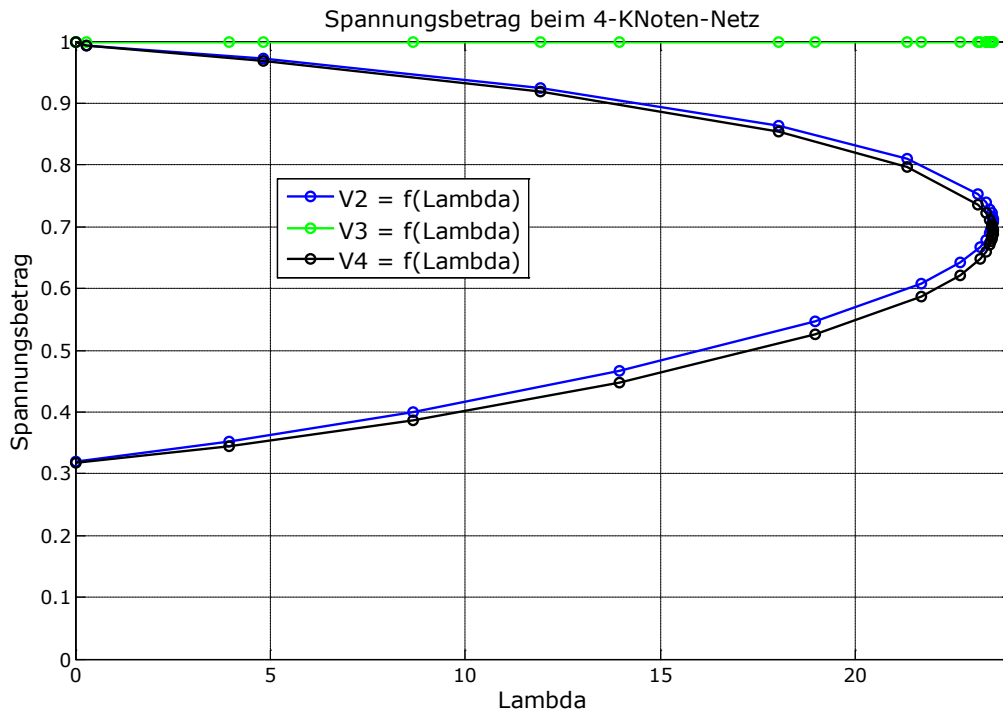


Abb.9.3.a $V_2 = f(\lambda), V_3 = f(\lambda), V_4 = f(\lambda)$

Generator G3 hält die Spannung unabhängig vom Lastfaktor konstant ("unbeschränkte" Blindleistungskapazität vorausgesetzt).

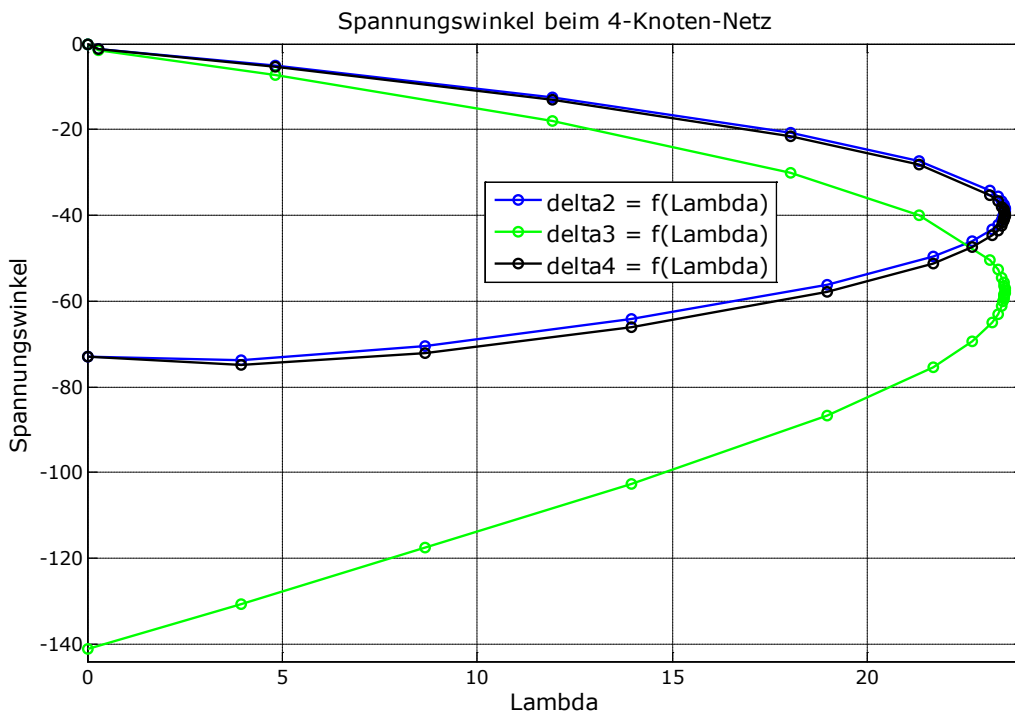


Abb.9.3.b $\delta_2 = f(\lambda), \delta_3 = f(\lambda)$ und $\delta_4 = f(\lambda)$

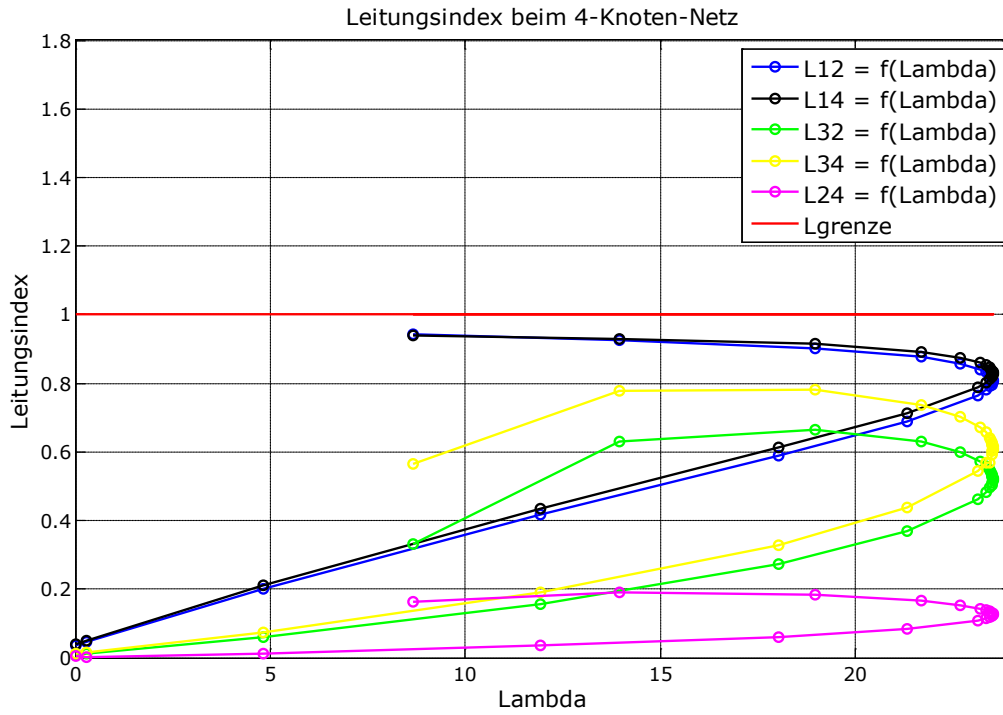


Abb.9.3.c Leitungsindex $L_{12} = f(\lambda), L_{14} = f(\lambda), L_{32} = f(\lambda), L_{34} = f(\lambda)$ und $L_{24} = f(\lambda)$

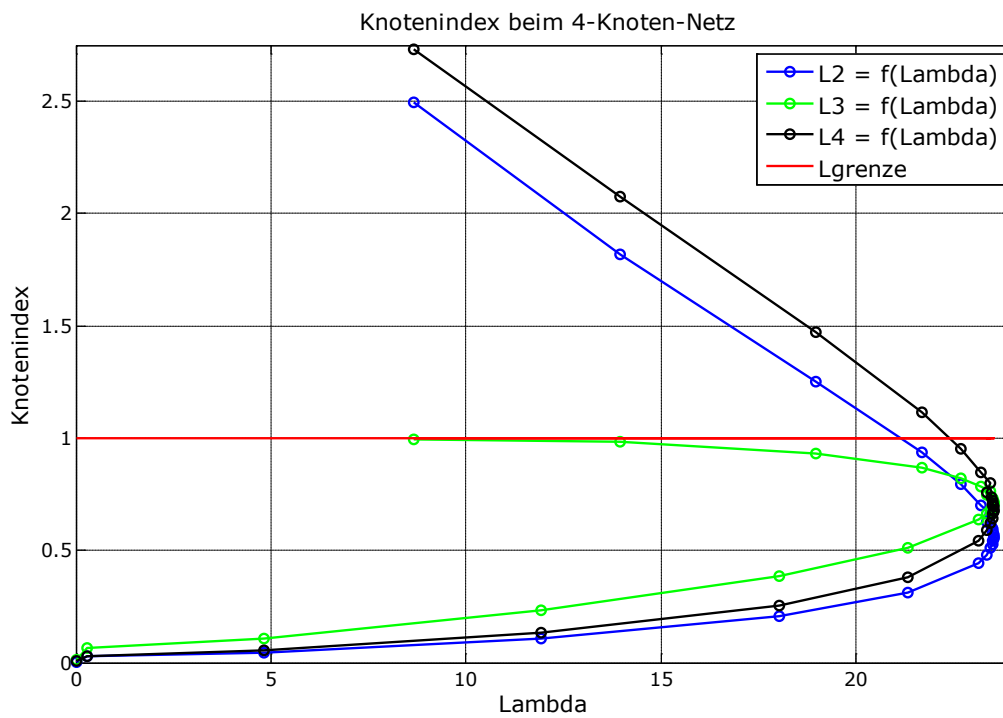


Abb.9.3.d Knotenindex $L_2 = f(\lambda), L_3 = f(\lambda)$ und $L_4 = f(\lambda)$

9.4 6-Knoten-Netz (Lbak0562 Last)

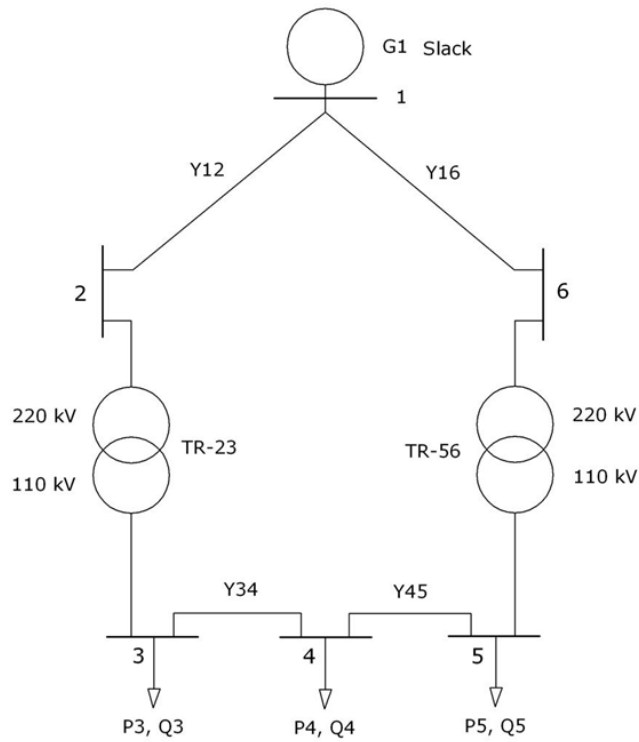


Abb.9.4 Lbak0562 Last

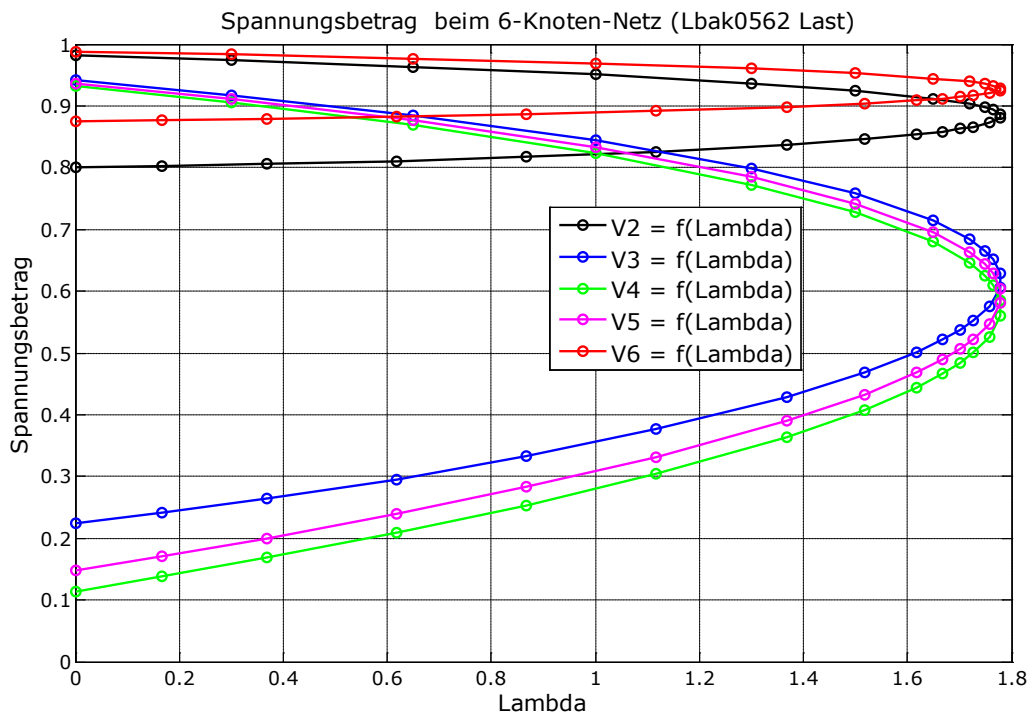


Abb.9.4.a Lbak0562 Last $V_2 = f(\lambda)$, $V_3 = f(\lambda)$, $V_4 = f(\lambda)$, $V_5 = f(\lambda)$ und $V_6 = f(\lambda)$

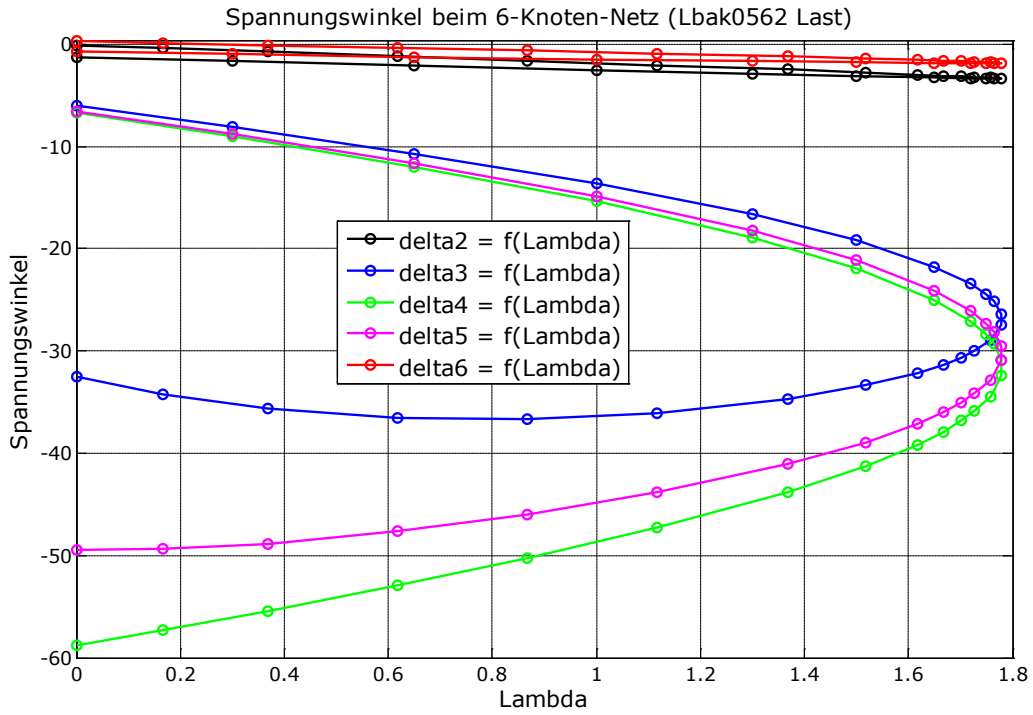


Abb.9.4.b Lbak0562 Last $\delta_2 = f(\lambda)$, $\delta_3 = f(\lambda)$, $\delta_4 = f(\lambda)$, $\delta_5 = f(\lambda)$ und $\delta_6 = f(\lambda)$

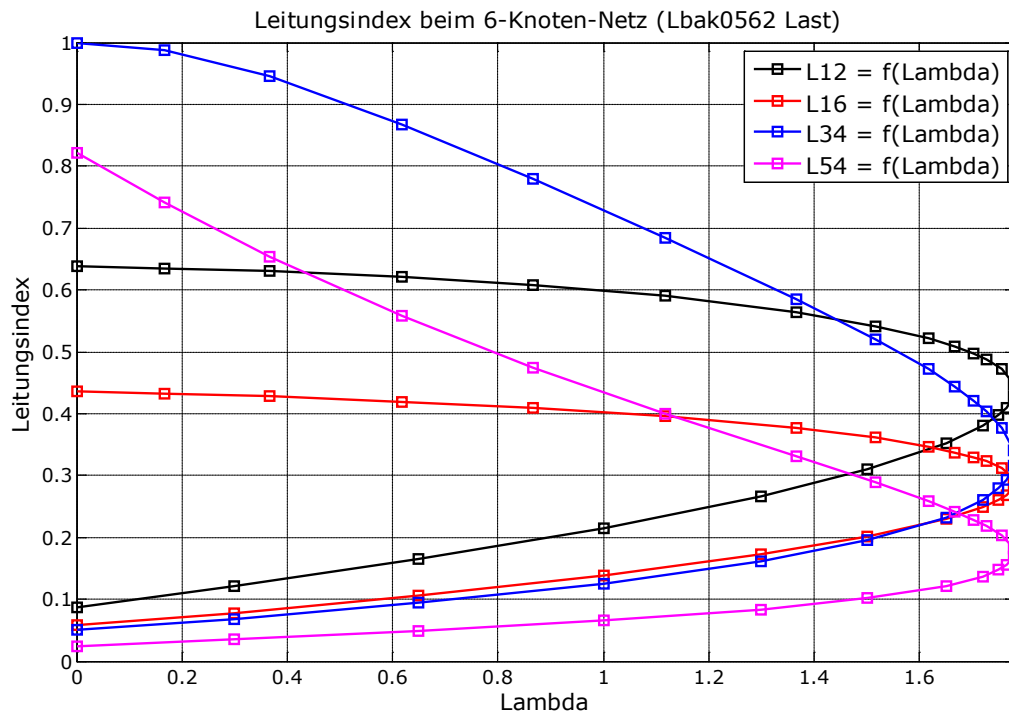


Abb.9.4.c Lbak0562 Last Leitungsindex $L_{12} = f(\lambda)$, $L_{16} = f(\lambda)$, $L_{34} = f(\lambda)$ und $L_{54} = f(\lambda)$

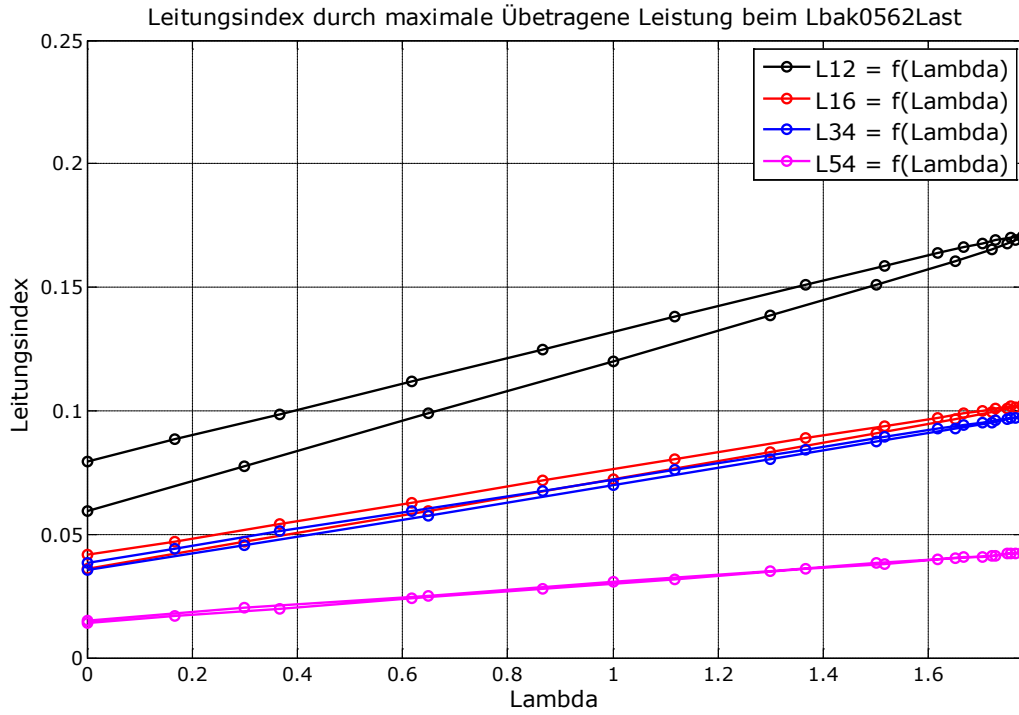


Abb.9.4.d Lbak0562 Last Leitungsindeks durch maximale Wirkleistungsübertragung

$$L_{12} = f(\lambda), L_{16} = f(\lambda), L_{34} = f(\lambda) \text{ und } L_{54} = f(\lambda)$$

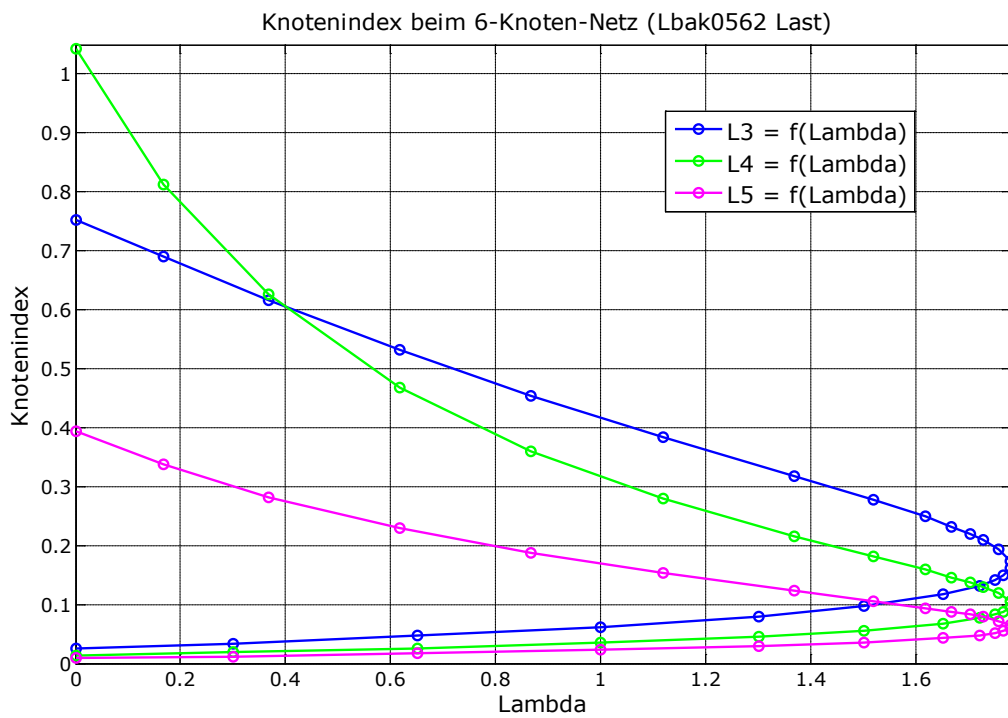


Abb.9.4.e Lbak0562 Last Knotenindex $L_3 = f(\lambda)$, $L_4 = f(\lambda)$ und $L_5 = f(\lambda)$

9.5 6-Knoten-Netz (Lbak0562 PV)

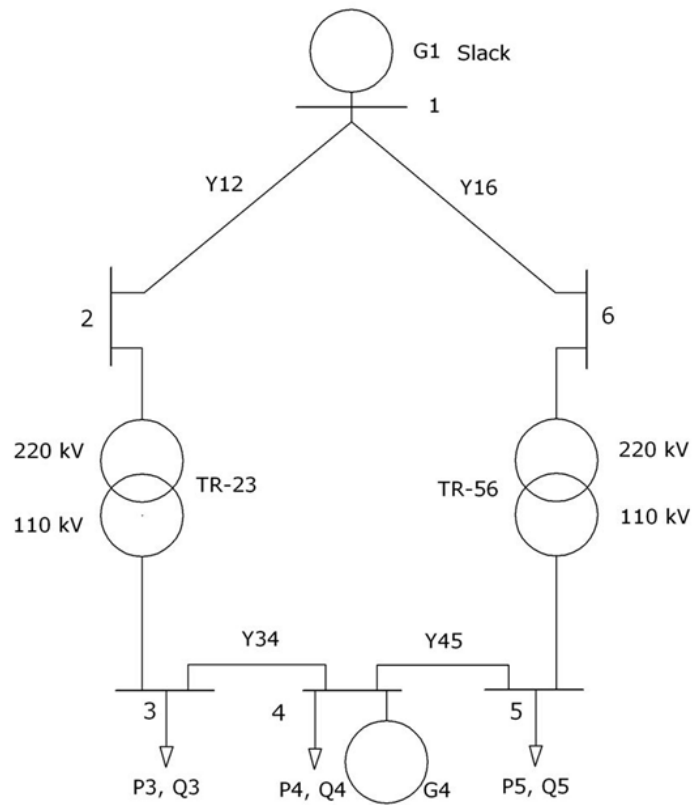


Abb.9.5 Lbak0562 PV

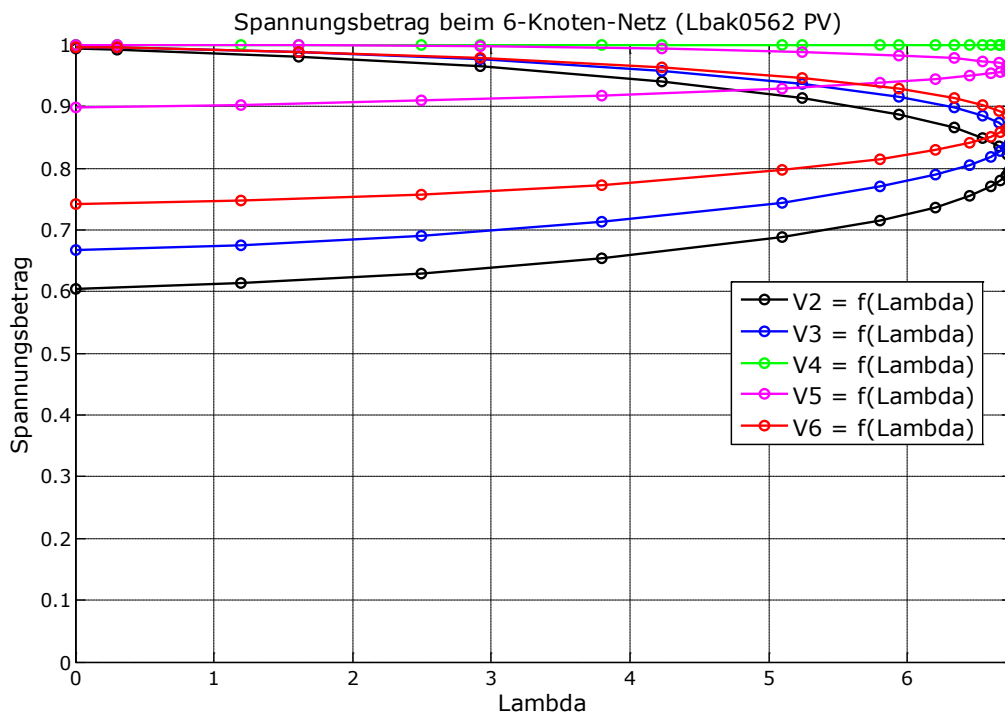


Abb.9.5 Lbak0562 PV $v_2 = f(\lambda)$, $v_3 = f(\lambda)$, $v_4 = f(\lambda)$, $v_5 = f(\lambda)$ und $v_6 = f(\lambda)$

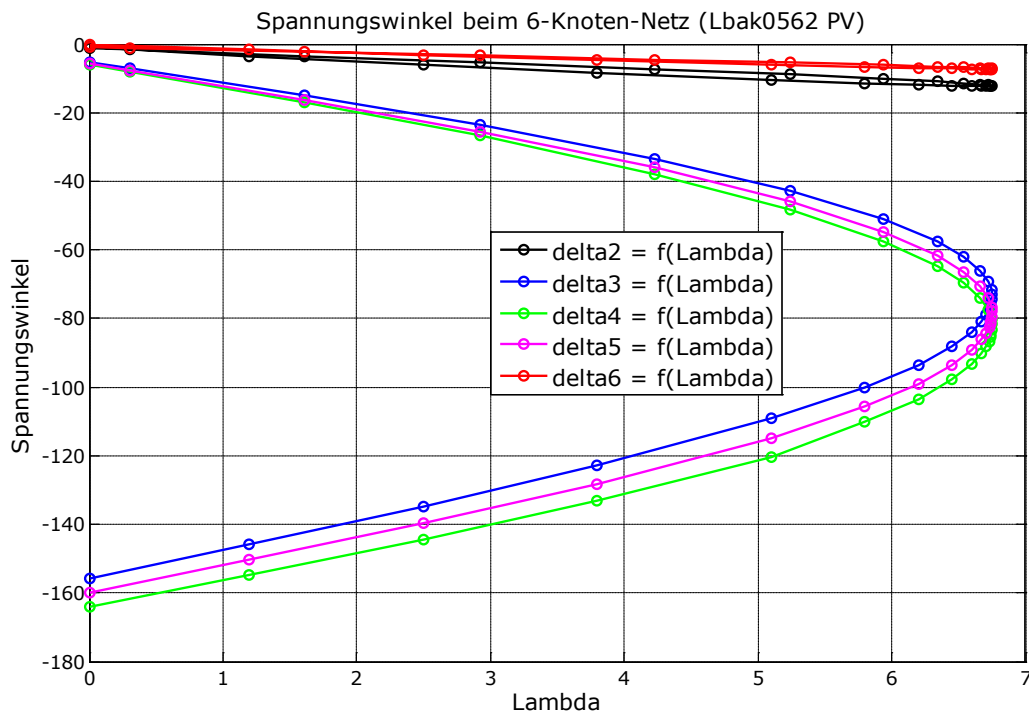


Abb.9.5.b Lbak0562 PV $\delta_2 = f(\lambda)$, $\delta_3 = f(\lambda)$, $\delta_4 = f(\lambda)$, $\delta_5 = f(\lambda)$ und $\delta_6 = f(\lambda)$

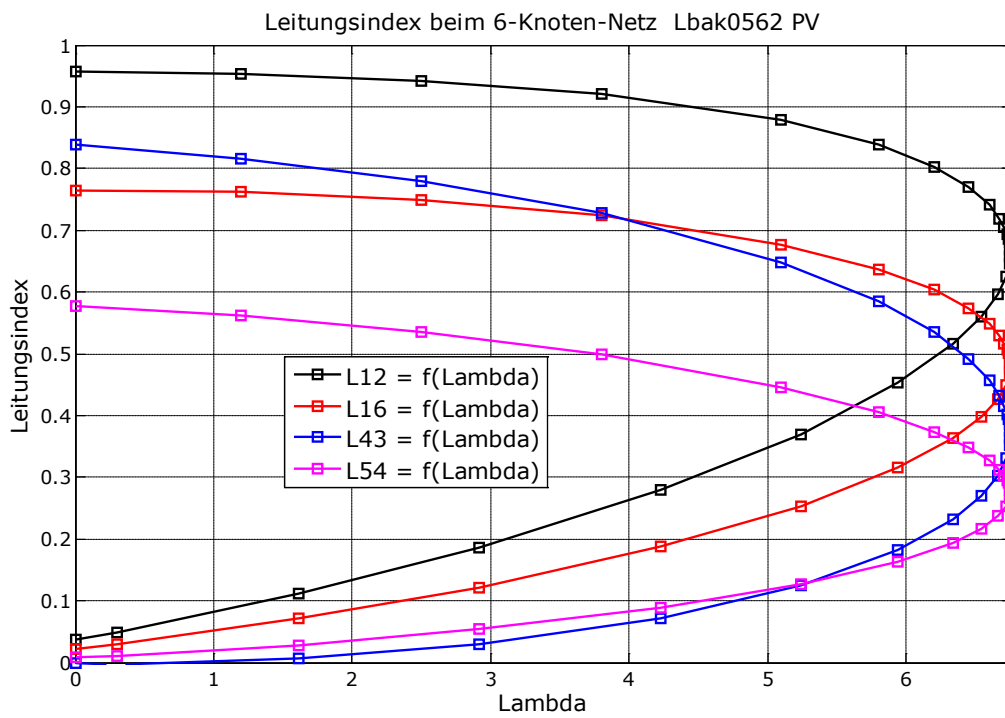


Abb.9.5.c Lbak0562 PV Leitungsindex $L_{12} = f(\lambda)$, $L_{16} = f(\lambda)$, $L_{34} = f(\lambda)$ und $L_{54} = f(\lambda)$

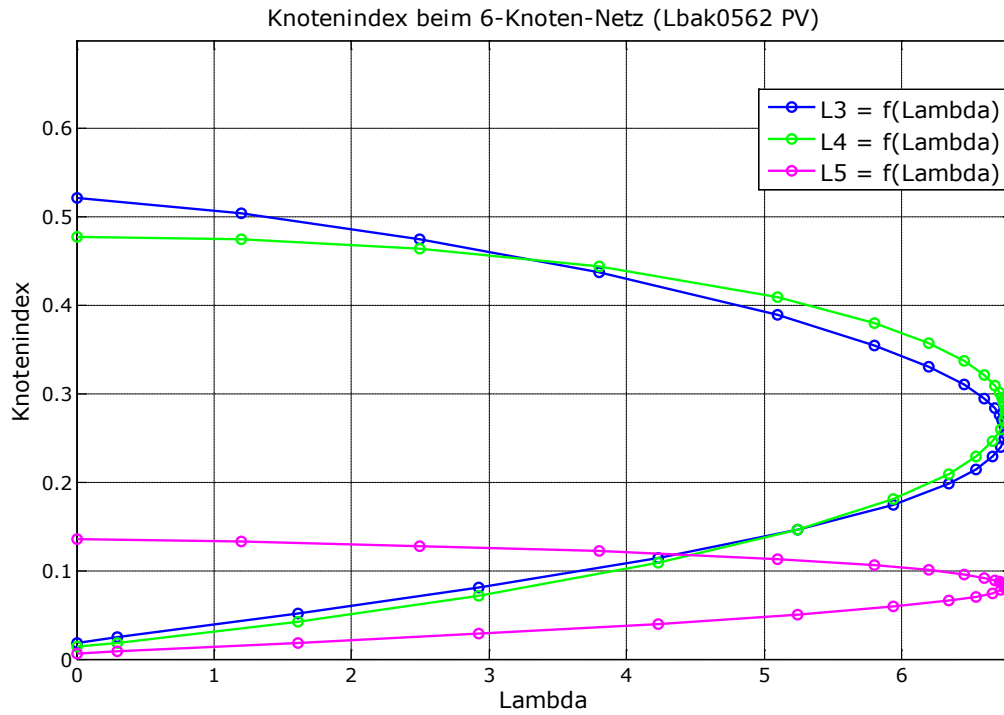


Abb.9.5.d Lbak0562 PV Knotenindex $L_3 = f(\lambda)$, $L_4 = f(\lambda)$ und $L_5 = f(\lambda)$

9.6 7-Knoten-Netz

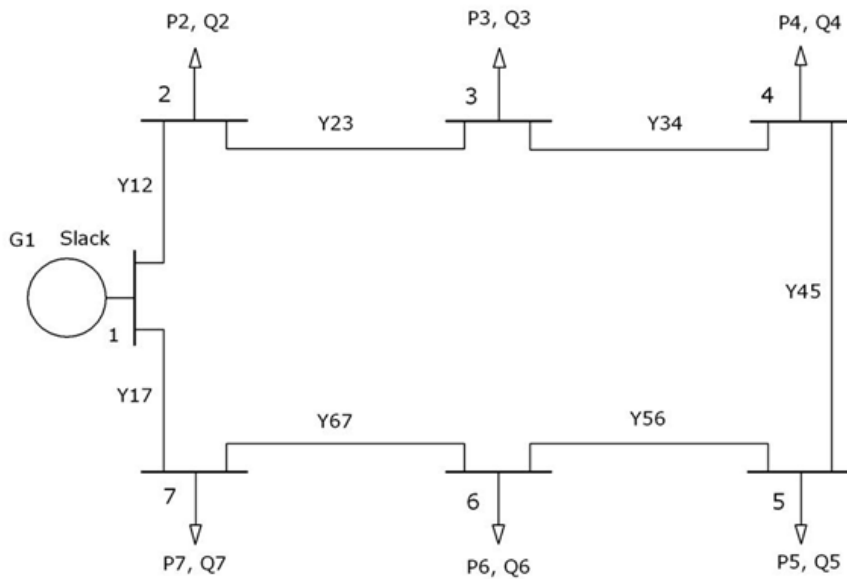


Abb. 9.6 7-Knoten-Netz

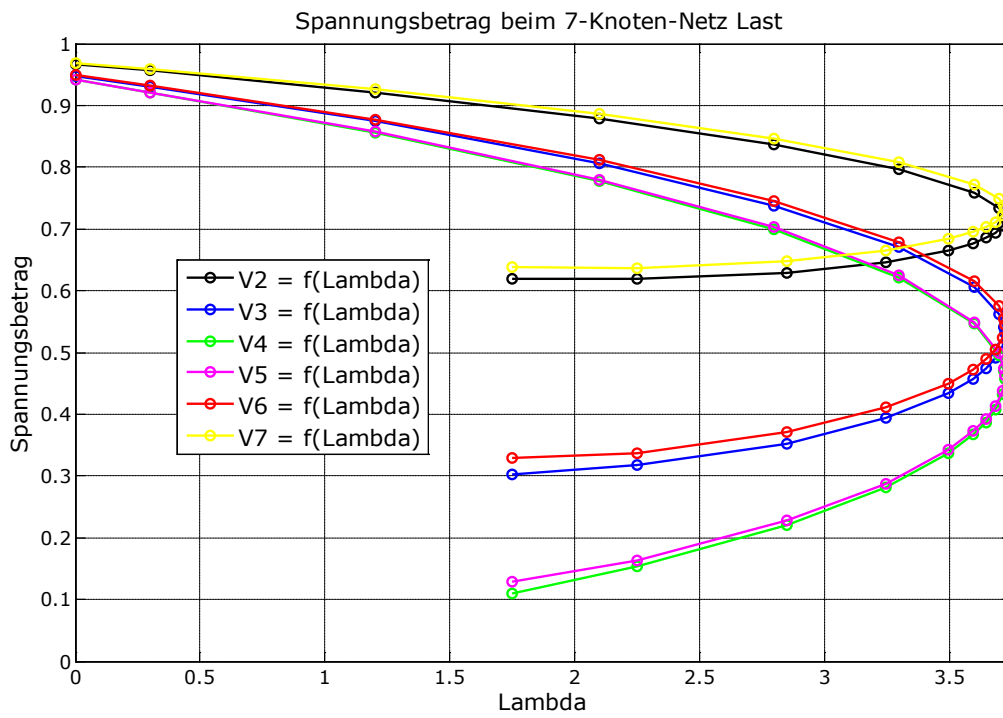


Abb. 9.6.a $V_2 = f(\lambda)$, $V_3 = f(\lambda)$, $V_4 = f(\lambda)$, $V_5 = f(\lambda)$, $V_6 = f(\lambda)$ und $V_7 = f(\lambda)$

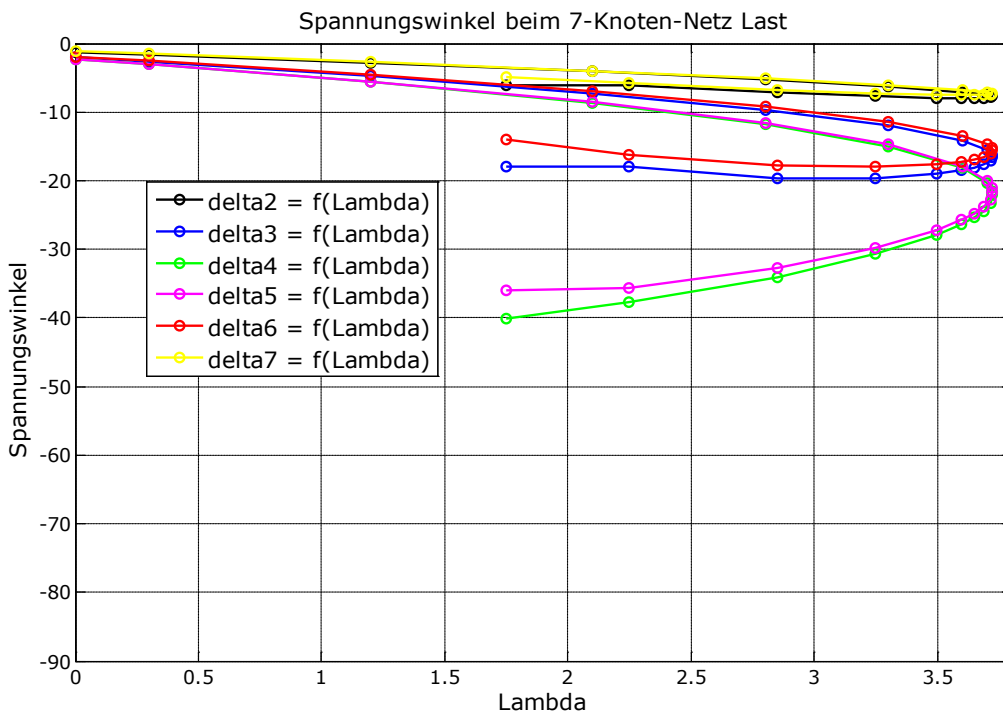


Abb. 9.6.b $\delta_2 = f(\lambda)$, $\delta_3 = f(\lambda)$, $\delta_4 = f(\lambda)$, $\delta_5 = f(\lambda)$, $\delta_6 = f(\lambda)$ und $\delta_7 = f(\lambda)$

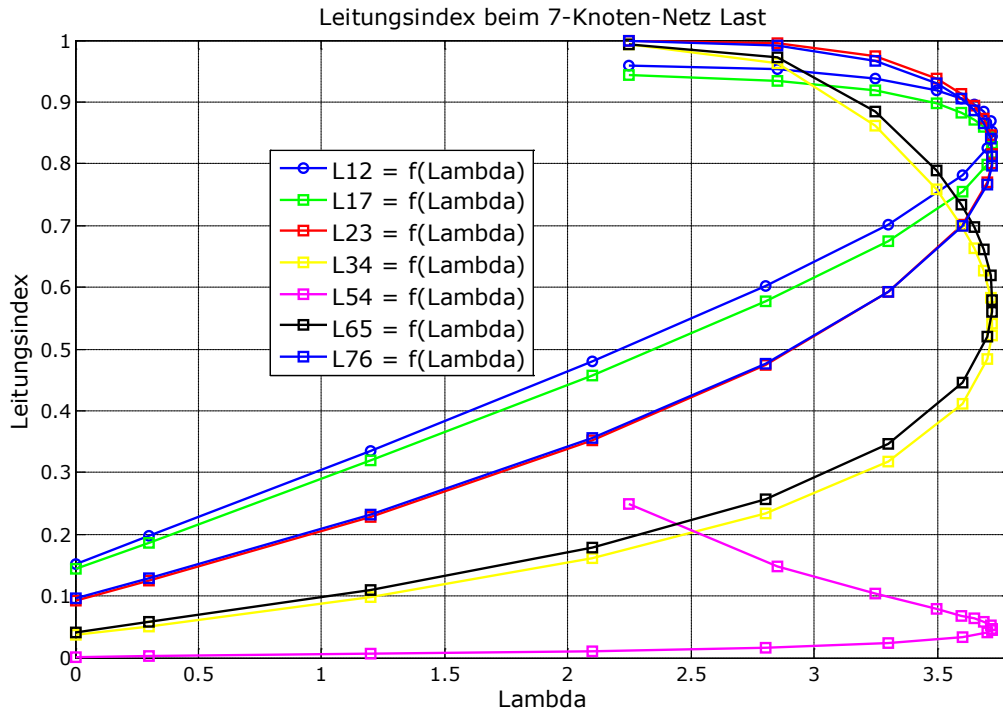


Abb. 9.6.c Leitungsindex $L_{12} = f(\lambda), L_{17} = f(\lambda), L_{23} = f(\lambda), L_{34} = f(\lambda), L_{54} = f(\lambda), L_{65} = f(\lambda)$ und $L_{76} = f(\lambda)$

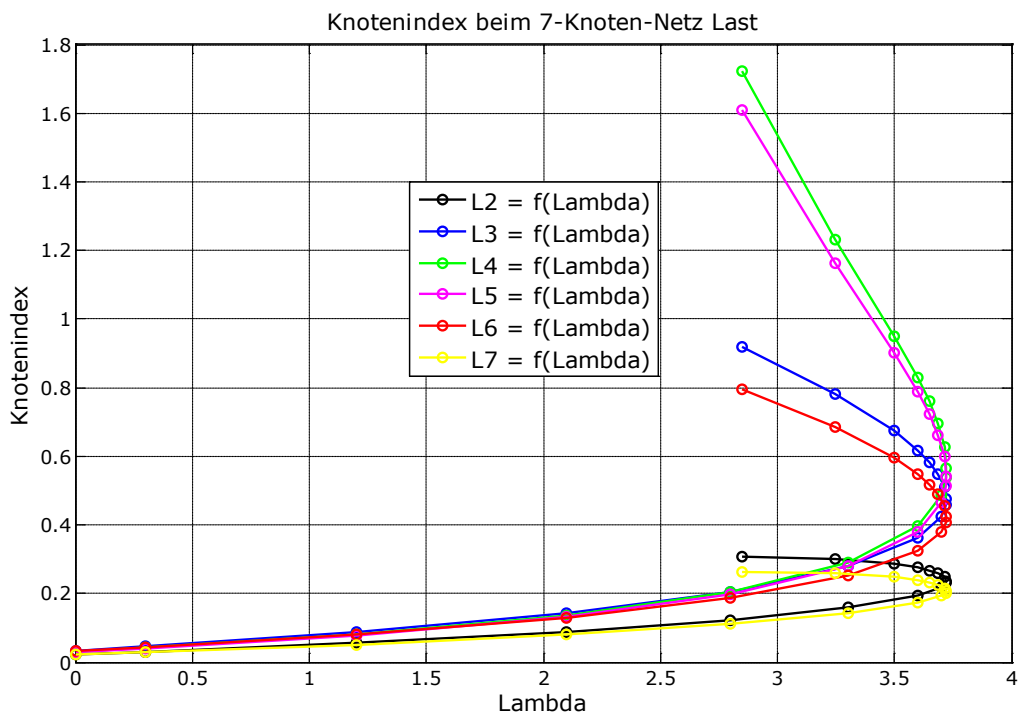


Abb. 9.6.d Knotenindex $L_2 = f(\lambda), L_3 = f(\lambda), L_4 = f(\lambda), L_5 = f(\lambda), L_6 = f(\lambda)$ und $L_7 = f(\lambda)$

9.7 9-Knoten-Netz (RLC)

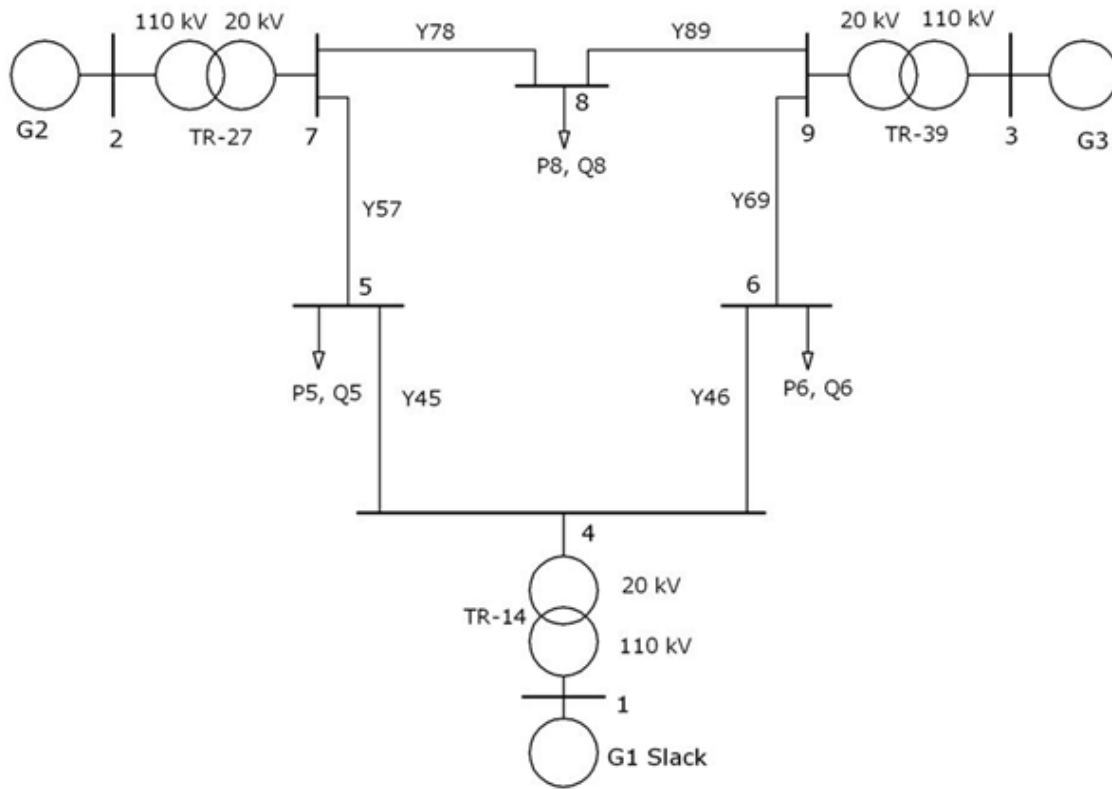


Abb. 9.7 9-Knoten-Netz (RLC)

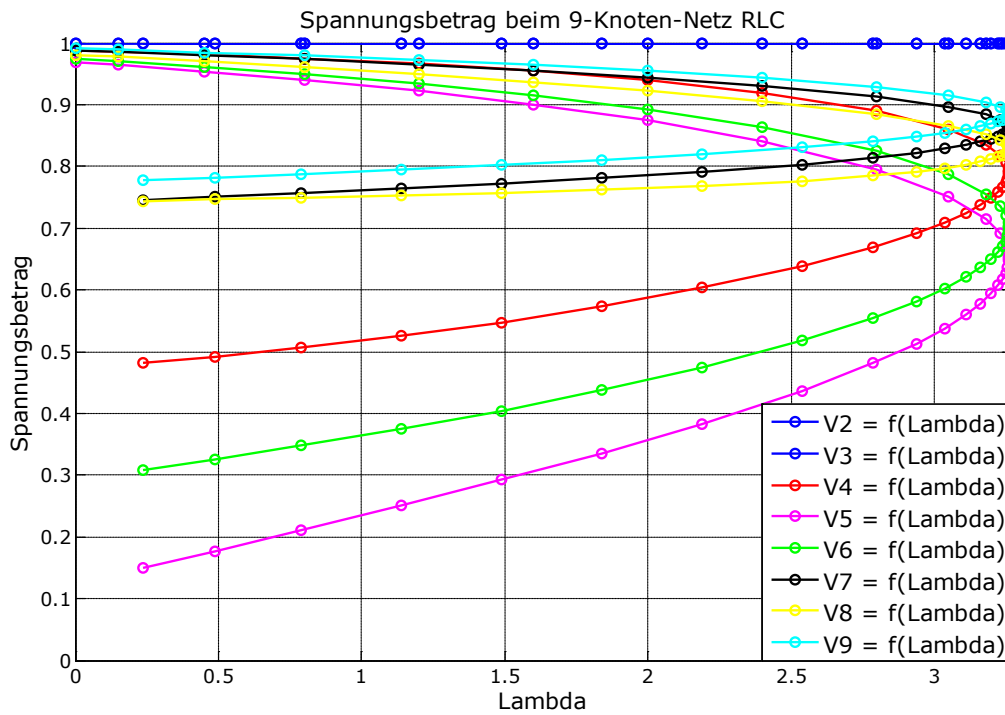


Abb.9.7.a $V_2 = f(\lambda)$, $V_3 = f(\lambda)$, $V_4 = f(\lambda)$, $V_5 = f(\lambda)$, $V_6 = f(\lambda)$, $V_7 = f(\lambda)$, $V_8 = f(\lambda)$ und $V_9 = f(\lambda)$

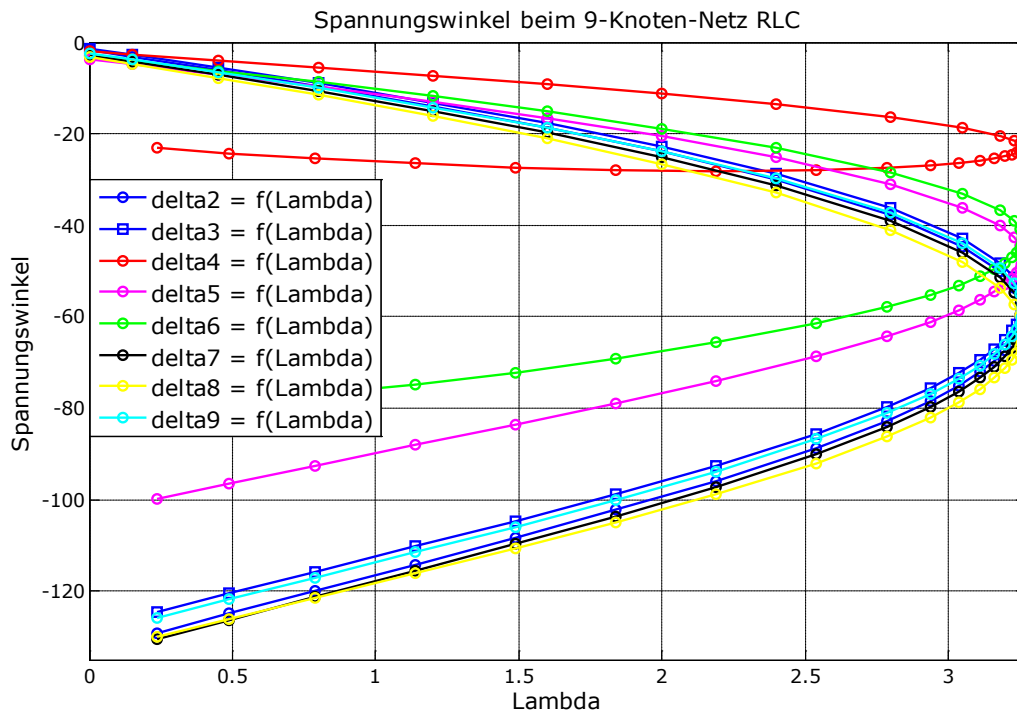


Abb.9.7.b $\delta_2 = f(\lambda), \delta_3 = f(\lambda), \delta_4 = f(\lambda), \delta_5 = f(\lambda), \delta_6 = f(\lambda), \delta_7 = f(\lambda), \delta_8 = f(\lambda)$ und $\delta_9 = f(\lambda)$

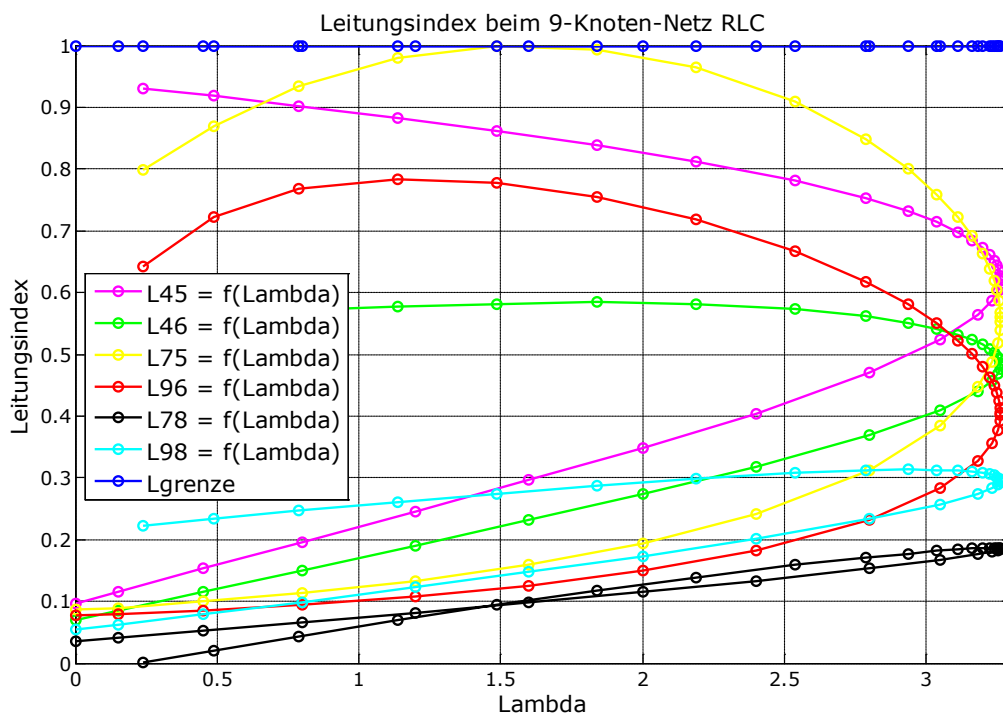


Abb.9.7.c Leitungsindex $L_{45} = f(\lambda), L_{46} = f(\lambda), L_{75} = f(\lambda), L_{96} = f(\lambda), L_{78} = f(\lambda)$ und $L_{98} = f(\lambda)$

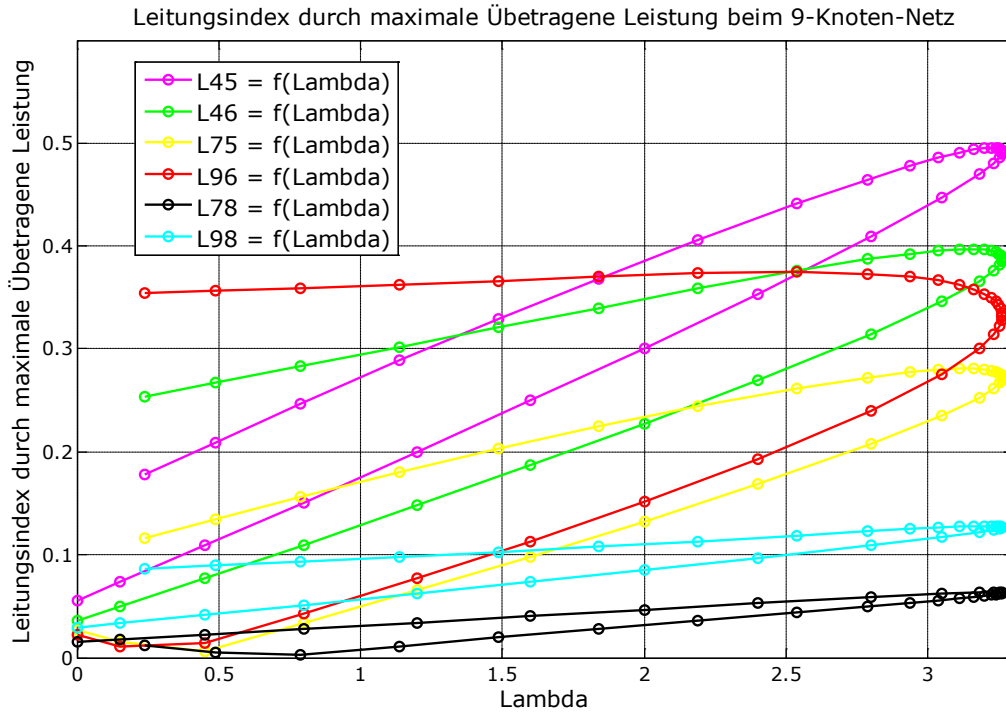


Abb.9.7.d Leitungsindex durch maximale Wirkleistungsübertragung

$$L_{45} = f(\lambda), L_{46} = f(\lambda), L_{75} = f(\lambda), L_{96} = f(\lambda), L_{78} = f(\lambda) \text{ und } L_{98} = f(\lambda)$$

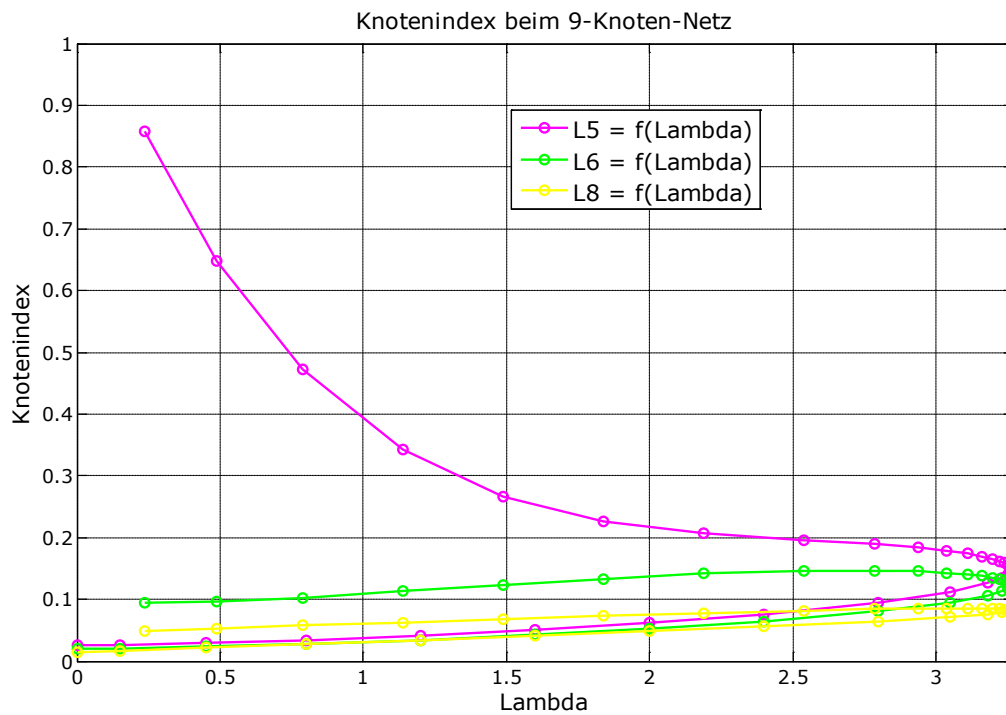


Abb.9.7.e Knotenindex $L_5 = f(\lambda)$, $L_6 = f(\lambda)$ und $L_8 = f(\lambda)$

9.8 11-Knoten-Netz

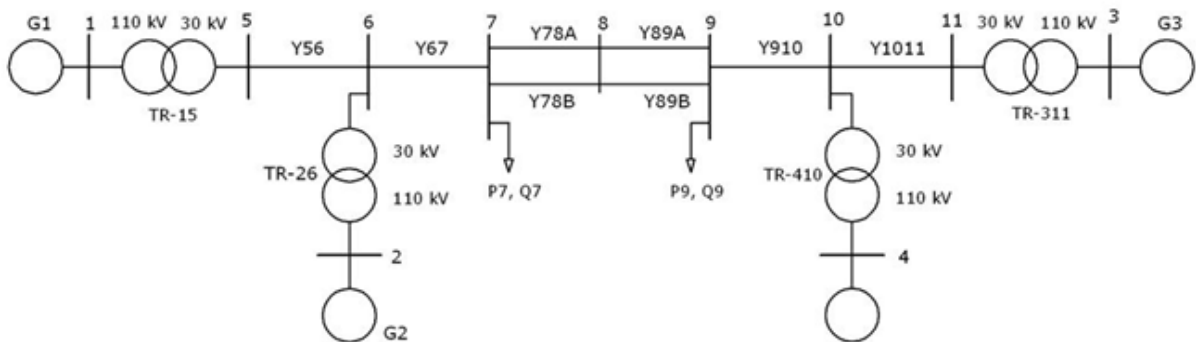


Abb.9.8 11-Knoten-Netz

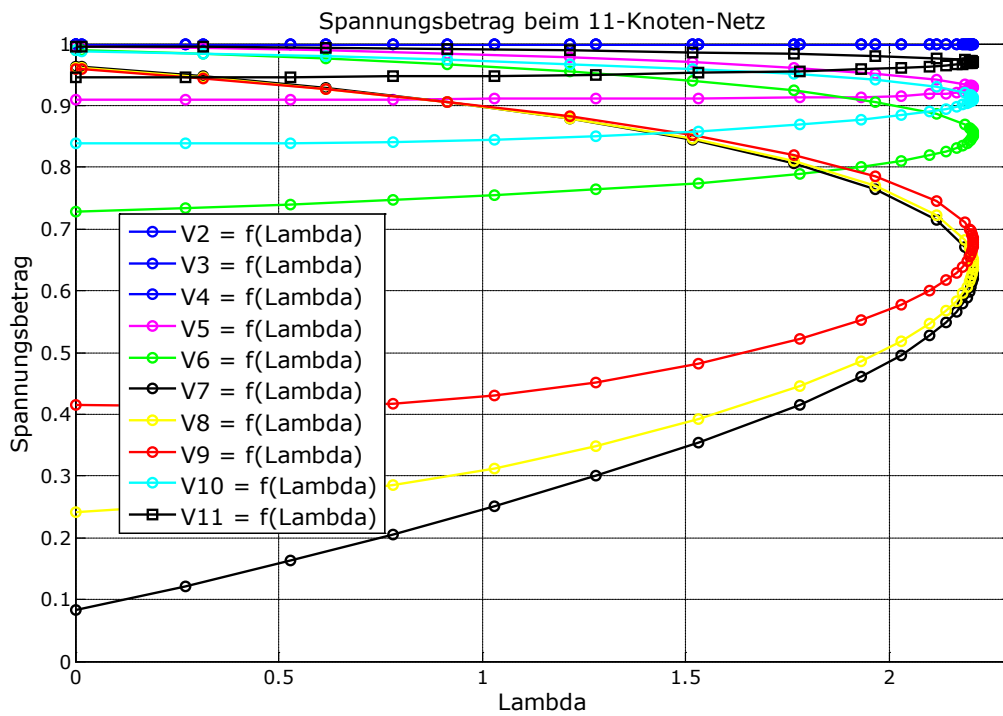


Abb.9.8.a $V_2 = V_3 = V_4 = \text{Const}$, $V_5 = f(\lambda)$, $V_6 = f(\lambda)$, $V_7 = f(\lambda)$, $V_8 = f(\lambda)$
 $V_9 = f(\lambda)$, $V_{10} = f(\lambda)$ und $V_{11} = f(\lambda)$

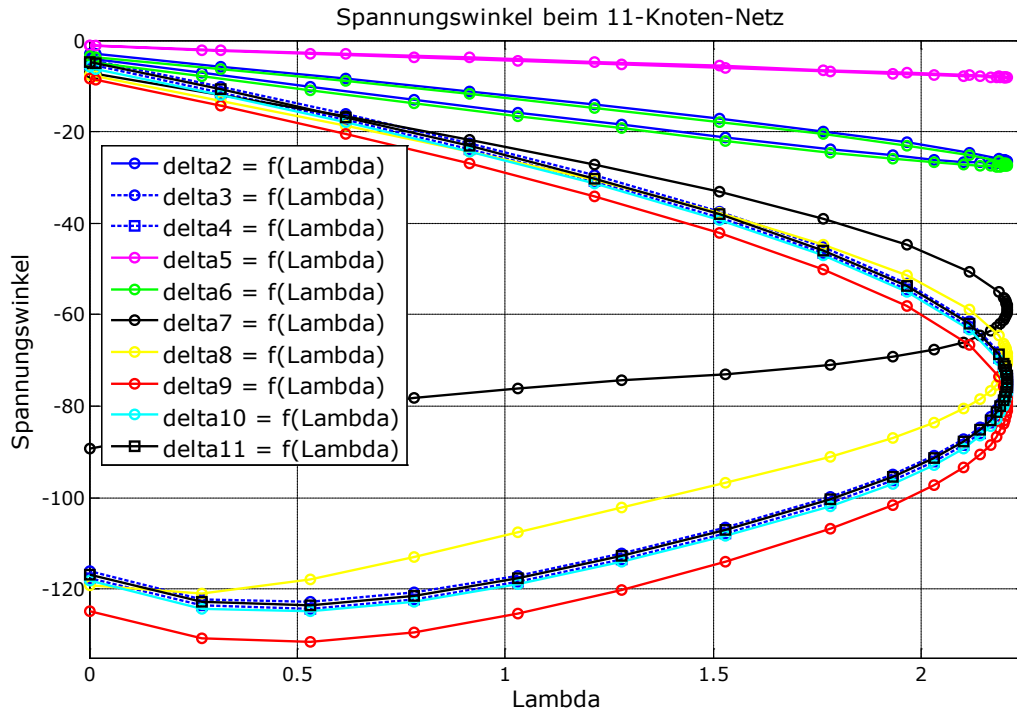


Abb.9.8.b $\delta_2 = f(\lambda), \delta_3 = f(\lambda), \delta_4 = f(\lambda), \delta_5 = f(\lambda), \delta_6 = f(\lambda), \delta_7 = f(\lambda),$
 $\delta_8 = f(\lambda), \delta_9 = f(\lambda), \delta_{10} = f(\lambda)$ und $\delta_{11} = f(\lambda)$

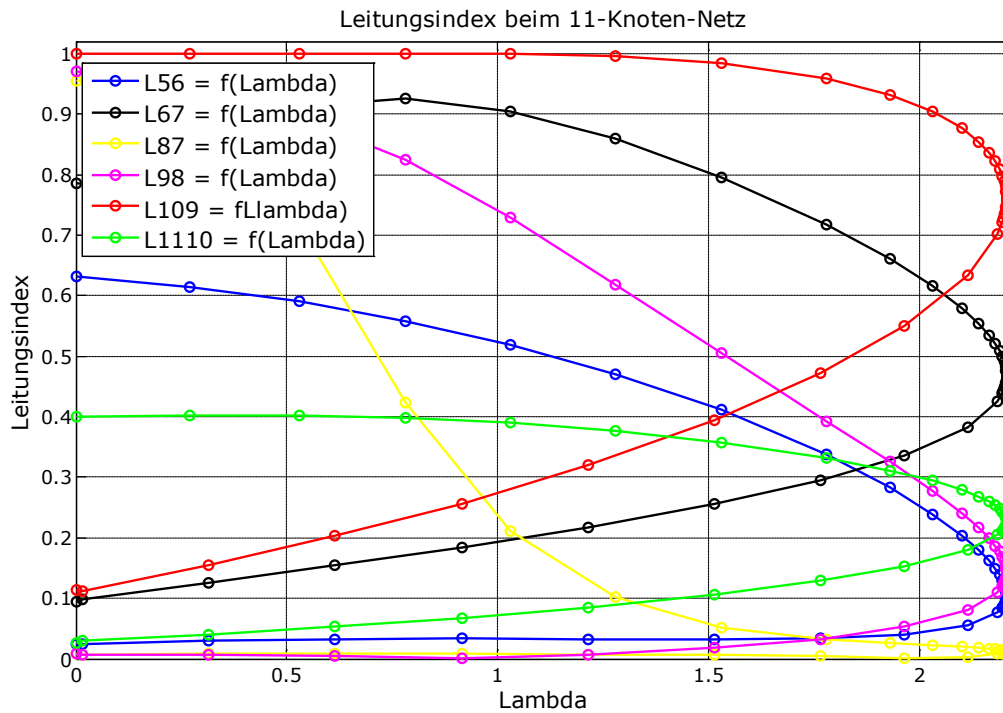


Abb.9.8.c Leitungsindex $L_{56} = f(\lambda), L_{67} = f(\lambda), L_{87} = f(\lambda), L_{98} = f(\lambda),$
 $L_{109} = f(\lambda)$ und $L_{1110} = f(\lambda)$

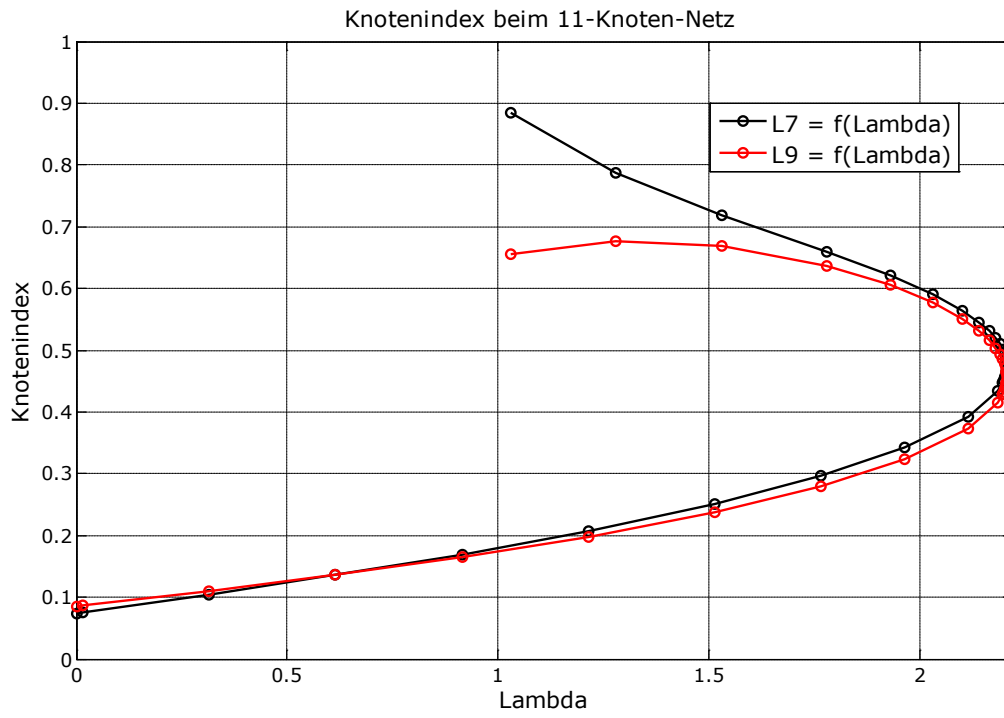


Abb.9.8.d Knotenindex $L_7 = f(\lambda)$ und $L_9 = f(\lambda)$

9.9 14-Knoten-Netz

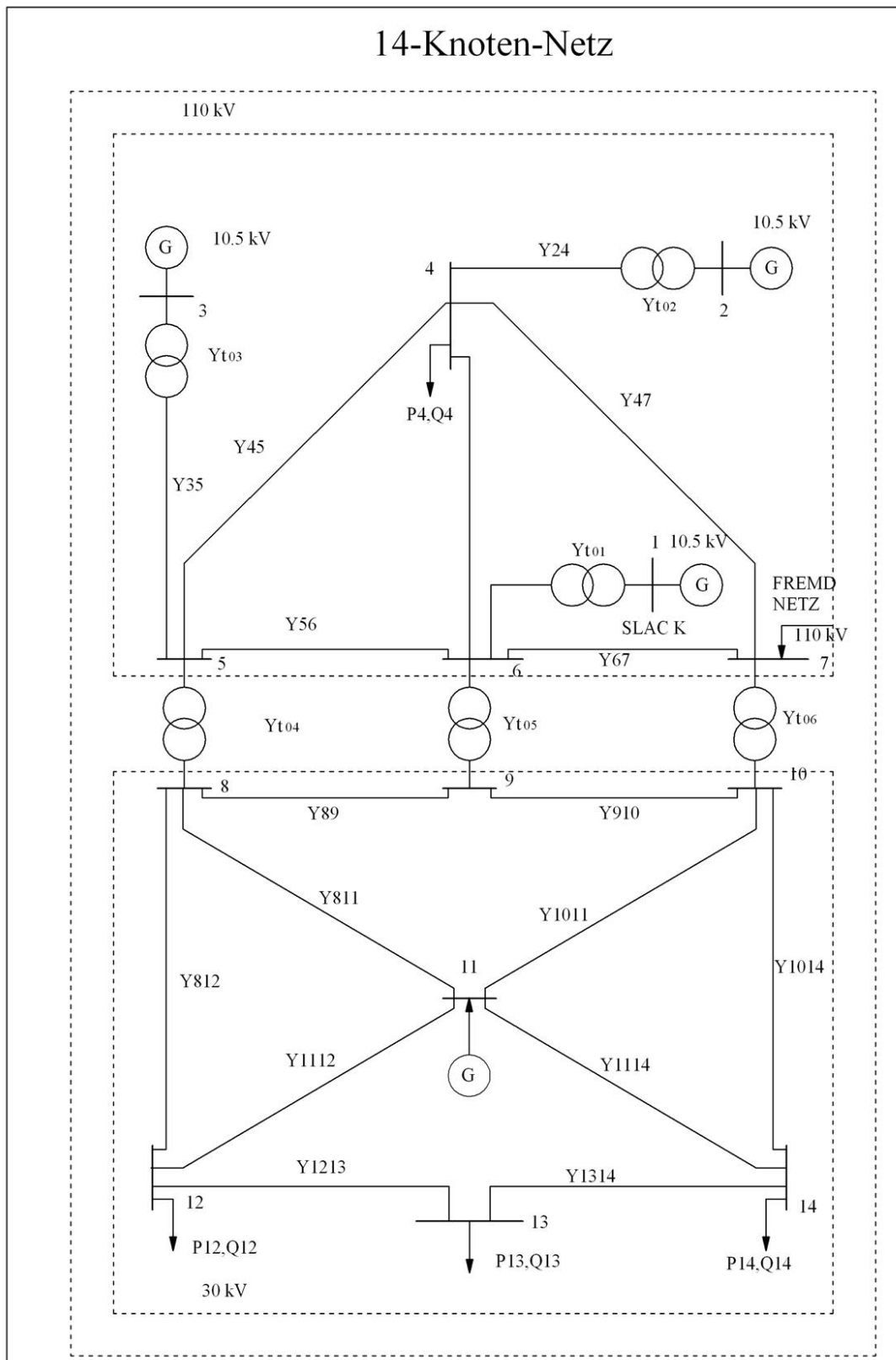


Abb. 9.9 14-Knoten-Netz

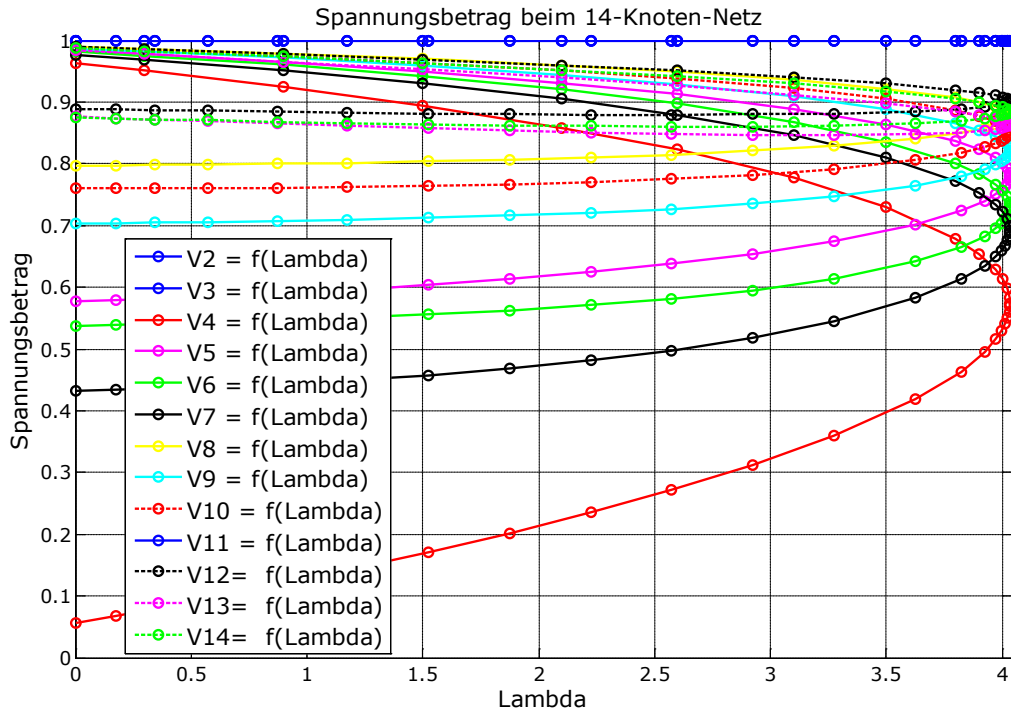


Abb.9.9.a $V_2 = V_3 = V_{11} = \text{Const}$, $V_4 = f(\lambda)$, $V_5 = f(\lambda)$, $V_6 = f(\lambda)$, $V_7 = f(\lambda)$,
 $V_8 = f(\lambda)$, $V_9 = f(\lambda)$, $V_{10} = f(\lambda)$, $V_{12} = f(\lambda)$, $V_{13} = f(\lambda)$ und $V_{14} = f(\lambda)$

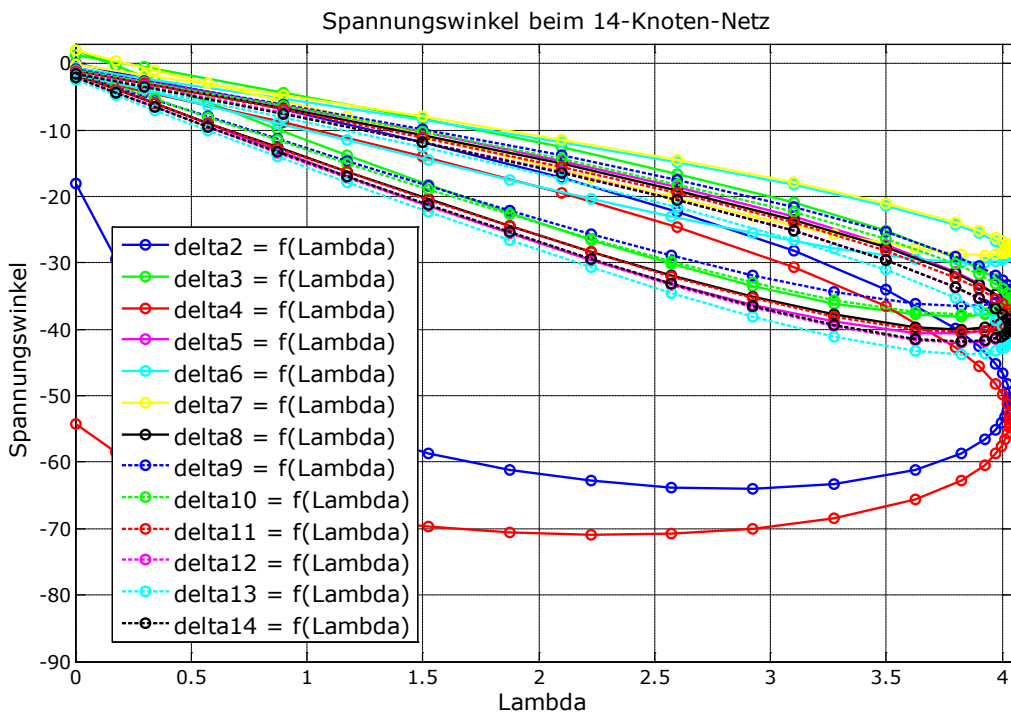


Abb.9.9.b $\delta_2 = f(\lambda)$, $\delta_3 = f(\lambda)$, $\delta_4 = f(\lambda)$, $\delta_5 = f(\lambda)$, $\delta_6 = f(\lambda)$, $\delta_7 = f(\lambda)$, $\delta_8 = f(\lambda)$,
 $\delta_9 = f(\lambda)$, $\delta_{10} = f(\lambda)$, $\delta_{11} = f(\lambda)$, $\delta_{12} = f(\lambda)$, $\delta_{13} = f(\lambda)$ und $\delta_{14} = f(\lambda)$

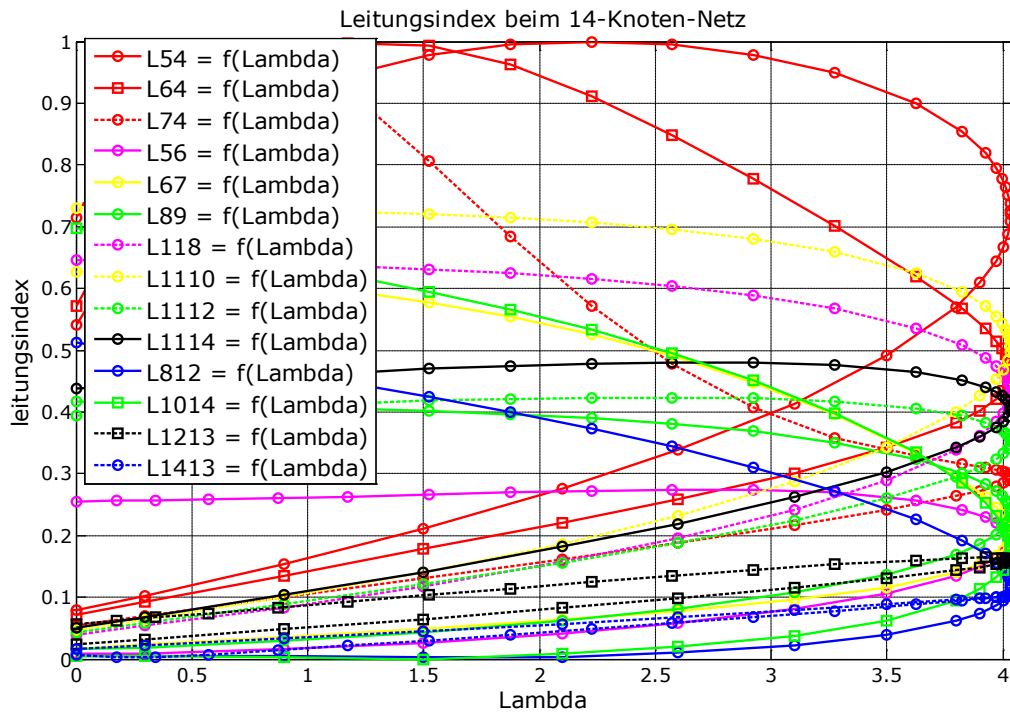


Abb.9.9.c Leitungsindex $L_{54} = f(\lambda), L_{64} = f(\lambda), L_{74} = f(\lambda), L_{56} = f(\lambda), L_{67} = f(\lambda)$
 $L_{89} = f(\lambda), L_{118} = f(\lambda), L_{1110} = f(\lambda), L_{1112} = f(\lambda), L_{1114} = f(\lambda),$
 $L_{812} = f(\lambda), L_{1014} = f(\lambda), L_{1213} = f(\lambda)$ und $L_{1413} = f(\lambda)$

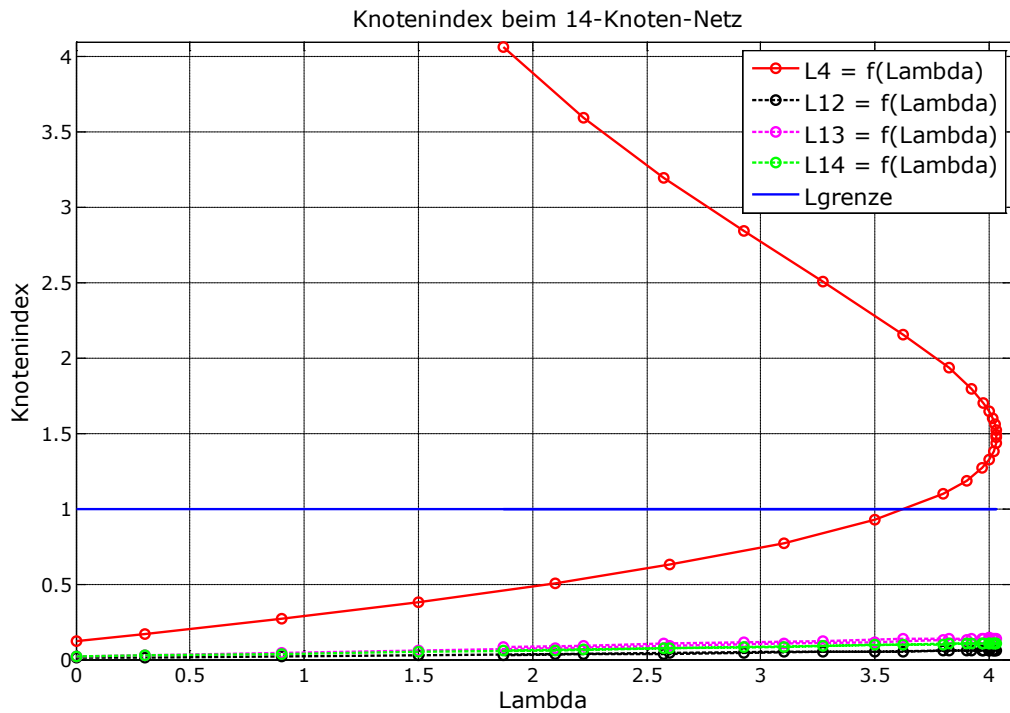


Abb.9.9.d Knotenindex $L_4 = f(\lambda), L_{12} = f(\lambda), L_{13} = f(\lambda)$ und $L_{14} = f(\lambda)$

9.10 17-Knoten-Netz

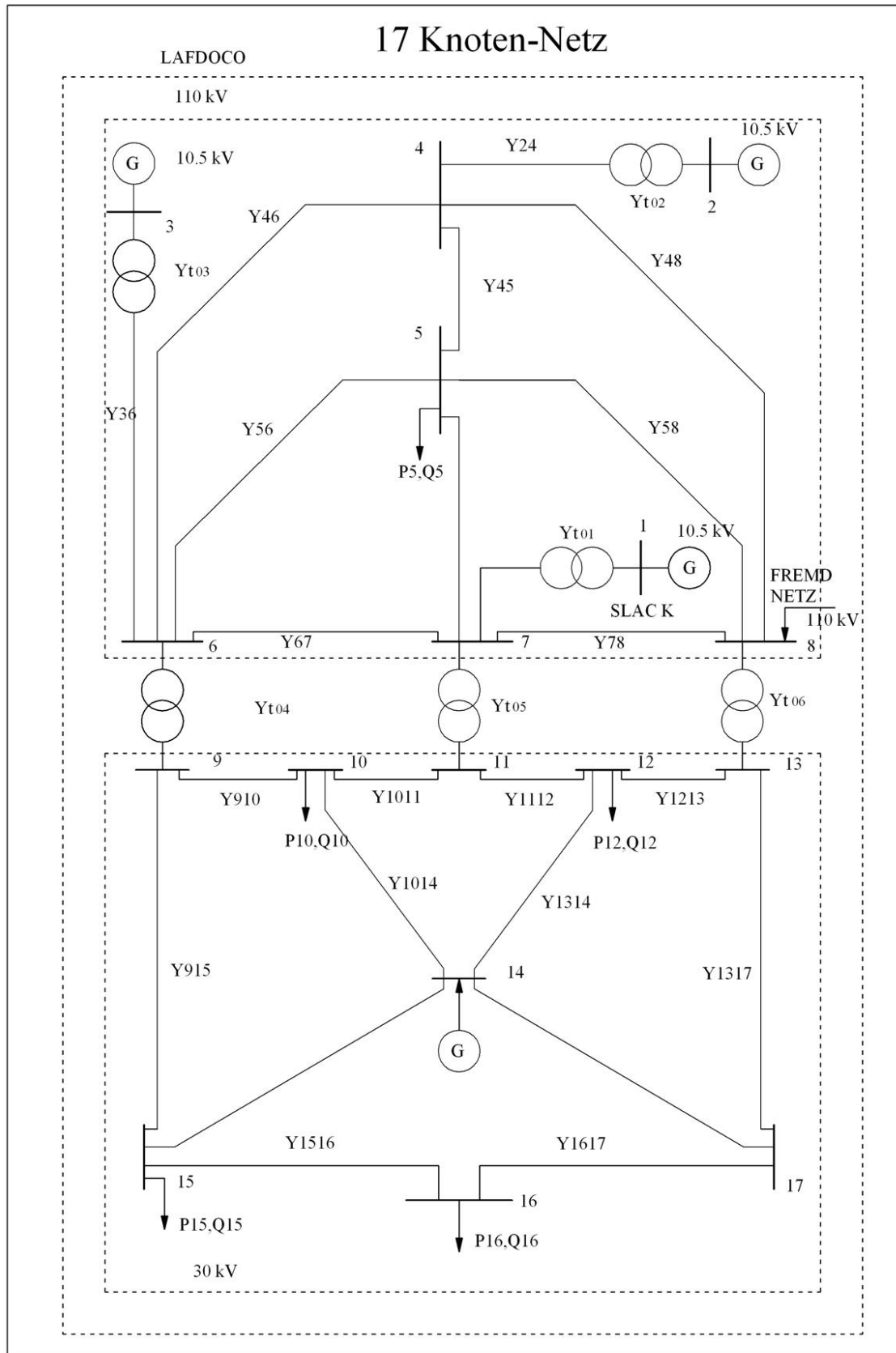


Abb.9.10 17-Knoten-Netz

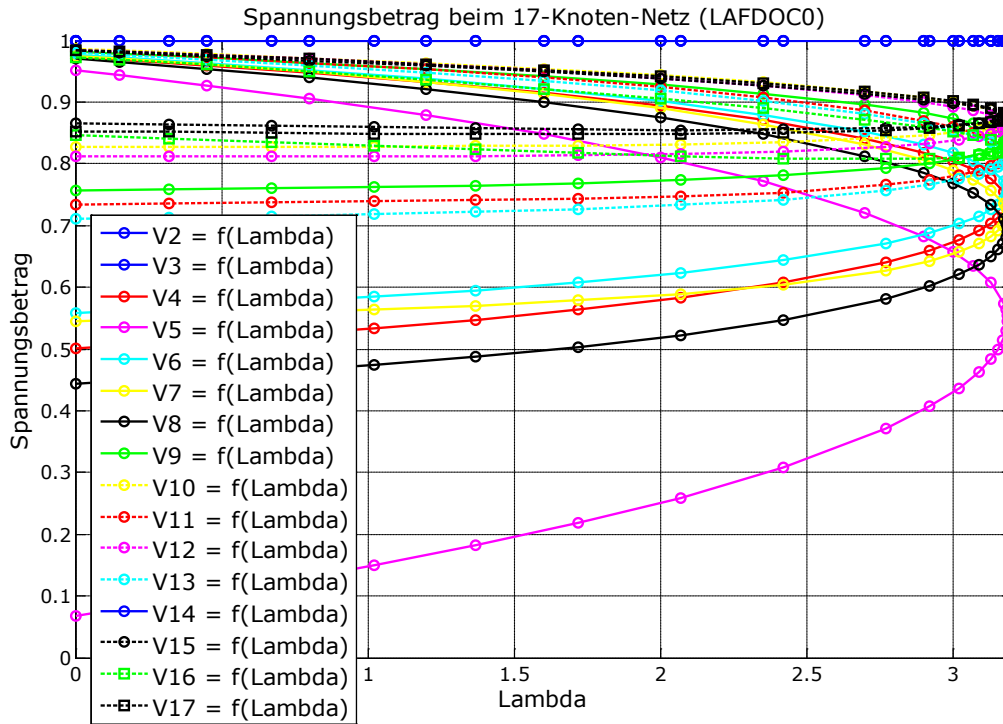


Abb.9.10.a $V_2 = V_3 = V_{14} = \text{Const}$, $V_4 = f(\lambda)$, $V_5 = f(\lambda)$, $V_6 = f(\lambda)$, $V_7 = f(\lambda)$,
 $V_8 = f(\lambda)$, $V_9 = f(\lambda)$, $V_{10} = f(\lambda)$, $V_{11} = f(\lambda)$, $V_{12} = f(\lambda)$, $V_{13} = f(\lambda)$,
 $V_{15} = f(\lambda)$, $V_{16} = f(\lambda)$, und $V_{17} = f(\lambda)$

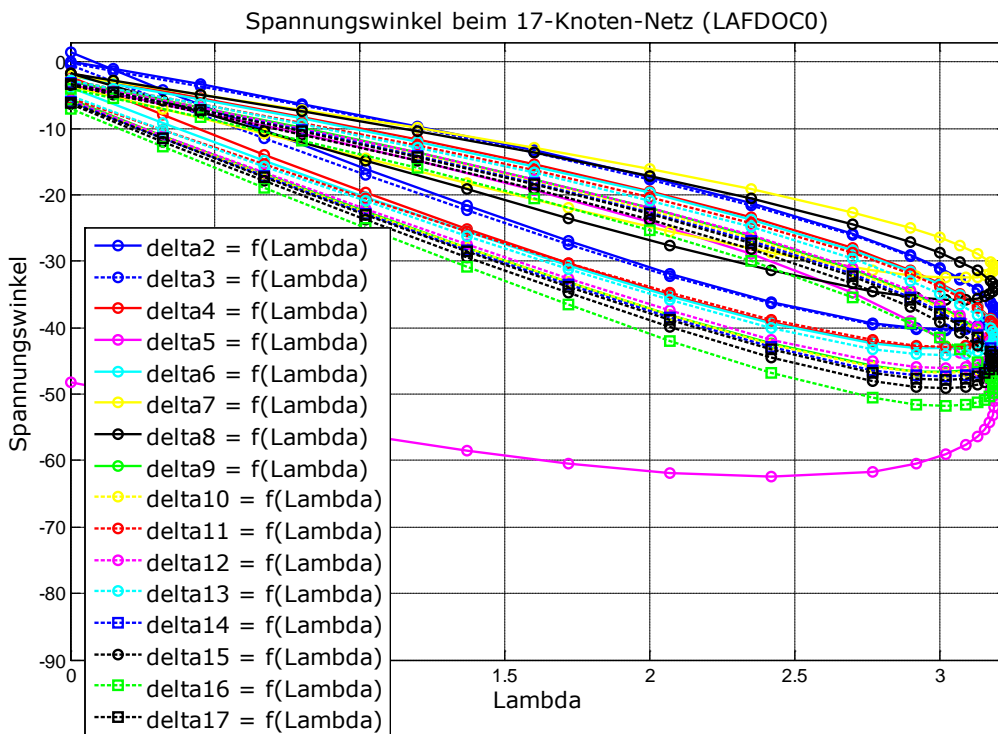


Abb.9.10.b $\delta_2 = f(\lambda)$, $\delta_3 = f(\lambda)$, $\delta_4 = f(\lambda)$, $\delta_5 = f(\lambda)$, $\delta_6 = f(\lambda)$, $\delta_7 = f(\lambda)$,
 $\delta_8 = f(\lambda)$, $\delta_9 = f(\lambda)$, $\delta_{10} = f(\lambda)$, $\delta_{11} = f(\lambda)$, $\delta_{12} = f(\lambda)$, $\delta_{13} = f(\lambda)$,
 $\delta_{14} = f(\lambda)$, $\delta_{15} = f(\lambda)$, $\delta_{16} = f(\lambda)$ und $\delta_{17} = f(\lambda)$

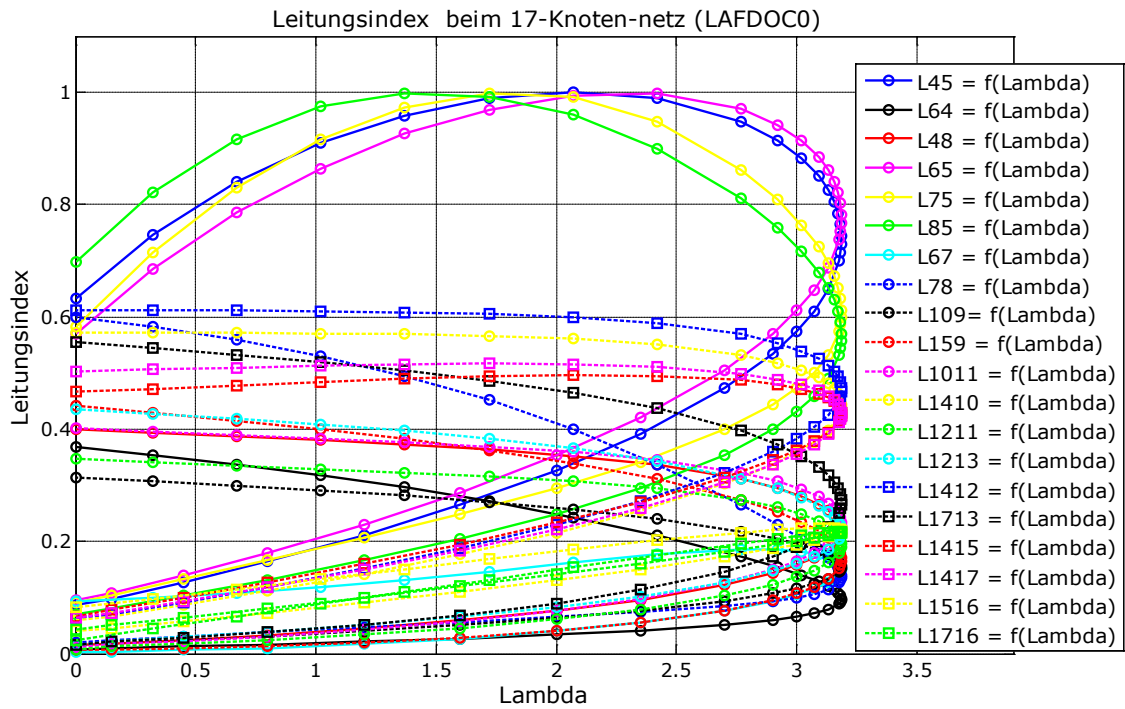


Abb.9.10.c Leitungsindex $L_{45} = f(\lambda), L_{64} = f(\lambda), L_{48} = f(\lambda), L_{65} = f(\lambda), L_{75} = f(\lambda)$
 $L_{85} = f(\lambda), L_{67} = f(\lambda), L_{78} = f(\lambda), L_{109} = f(\lambda), L_{159} = f(\lambda), L_{1011} = f(\lambda),$
 $L_{1410} = f(\lambda), L_{1211} = f(\lambda), L_{1213} = f(\lambda), L_{1412} = f(\lambda), L_{1713} = f(\lambda),$
 $L_{1415} = f(\lambda), L_{1417} = f(\lambda), L_{1516} = f(\lambda)$ und $L_{1716} = f(\lambda)$

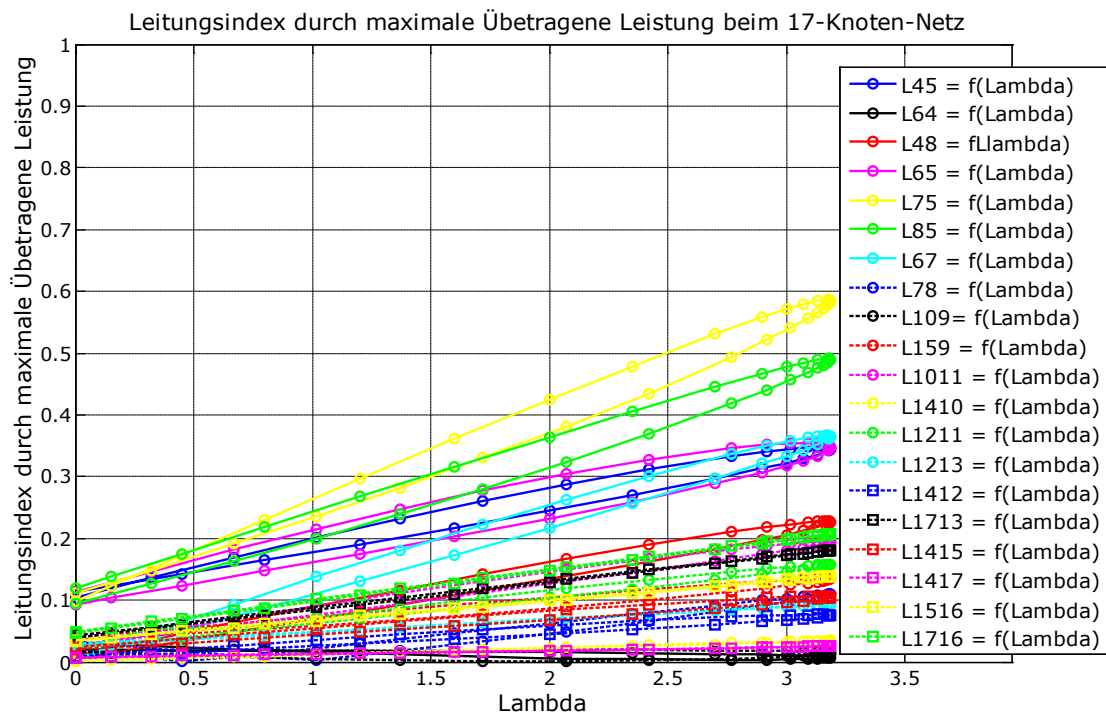


Abb.9.10.d Leitungsindex durch maximale Wirkleistungsübertragung

$L_{45} = f(\lambda), L_{64} = f(\lambda), L_{48} = f(\lambda), L_{65} = f(\lambda), L_{75} = f(\lambda), L_{85} = f(\lambda), L_{67} = f(\lambda), L_{78} = f(\lambda),$

$$L_{109} = f(\lambda), L_{159} = f(\lambda), L_{1011} = f(\lambda), L_{1410} = f(\lambda), L_{1211} = f(\lambda), L_{1213} = f(\lambda),$$

$$L_{1412} = f(\lambda), L_{1713} = f(\lambda), L_{1415} = f(\lambda), L_{1417} = f(\lambda), L_{1516} = f(\lambda) \text{ und } L_{1716} = f(\lambda)$$

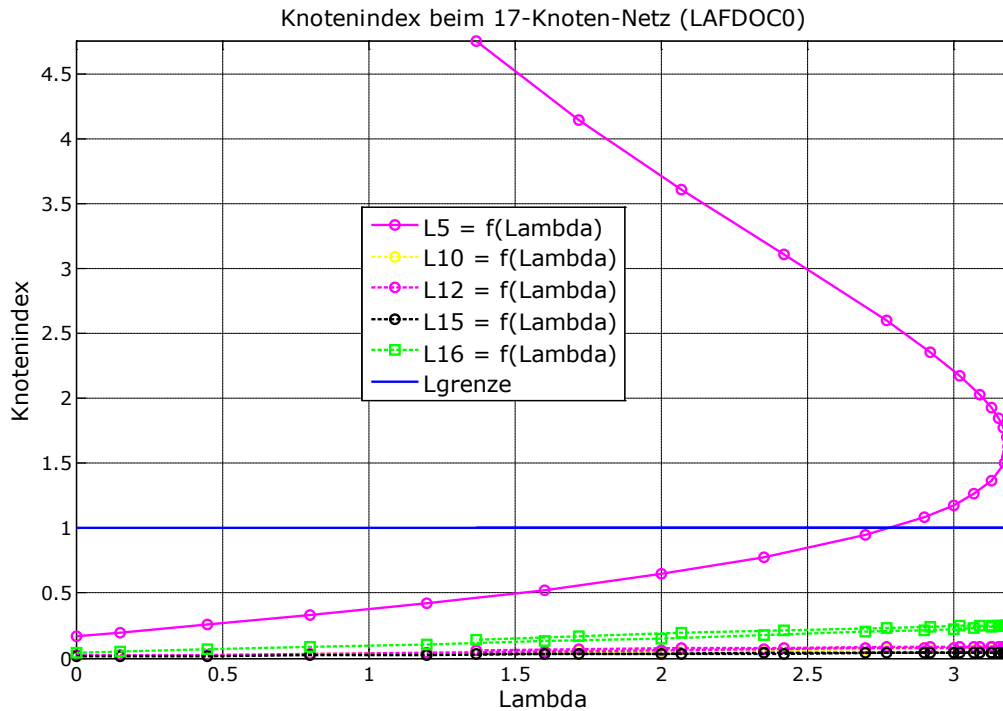


Abb.9.10.e Knotenindex $L_5 = f(\lambda), L_{10} = f(\lambda), L_{12} = f(\lambda), L_{15} = f(\lambda)$ und $L_{16} = f(\lambda)$

9.11 Kommentare der Ergebnisse

Der Knoten mit dem kleinsten Spannungsbetrag im Netz sollte den größten Zweig- bzw. Knoten-Index haben. Z.B. bei dem 17-Knoten-Netz hat die Spannung des Knotens 5 den kleinsten Spannungsbetrag, folglich besitzt der Knotenindex dieses Knotens den größten Wert. Auch die Leitungen, welche an Knoten 5 grenzen, haben die größten Indexwerte im Netz (siehe die Abb. 9.10.c und Abb. 9.10.e)

Der Leitungsindex durch Wirkleistung ist kleiner als der Leitungsindex durch Blindleistung.

2-Knoten-Netz:

Der Leitungs-Blindleistungsindex (Q) ist für das 2-Knoten-Netz 0, da die Blindlast mit 0 angenommen wurde. Im kritischen Punkt, welcher am Ende der 15. CPF-Iteration erreicht wird, entnimmt man aus den Diagrammen folgende Werte: Spannungsbetrag: $V_3=0.7062$; Knotenindex: $L_2=0.9928$. Leitungsindex durch maximale Wirkleistungsübertragung: $L_{12}=0.9928$.

3-Knoten-Netz:

Beim 3-Knoten-Netz wird der kritische Punkt am Ende 10. Iteration erreicht. Die Spannungsbeträge lauten hier: $V_2=0.6944$, $V_3=0.5891$; Die Werte der Knotenindizes betragen $L_2=0.4239$, $L_3=0.6904$, die Leitungsindizes betragen $L_{12}=0.8813$, $L_{23}=0.6093$. Der maximale Leitungsindex ist größer als der maximale Knotenindex.

4-Knoten-Netz:

Die Wert des Spannungsbetrags in Knoten 4 ist am kleinsten: $V_4=0.6886$. Die größten Leitungsindizes betragen am Ende 13. Iteration: $L_{14}=0.8317$, $L_{12}=0.8099$. Der Wert des Knotenindex des Knotens 4 lautet: $L_4=0.6957$. Der größte Knotenindexwert tritt jedoch bei Knoten 3 auf: $L_3=0.7188$.

6-Knoten-Netz Last:

Der kleinste Spannungsbetrag tritt im kritischen Punkt (am Ende der 11. Iteration) bei Knoten 4 auf: $V_4=0.5602$. Die größten Leitungsindexwerte sind: $L_{12}=0.4472$, $L_{34}=0.3399$. Der größte Leitungsindex durch maximale Wirkleistungsübertragung beträgt: $L_{12}=0.1707$, der größte Knotenindex lautet: $L_3=0.1741$.

6-Knoten-Netz Last+PV:

Bei dem 6-Knoten-Netz Last+PV tritt im kritischen Punkt (am Ende der 12. Iteration) der kleinste Spannungsbetrag mit einem Wert von $V_2=0.8093$ bei Knoten 2 auf. Die Leitung 1-2 hat den größten Leitungsindexwert: $L_{12}=0.6572$. Knoten 4 besitzt den größten Knotenindex: $L_4=0.2711$

7-Knoten-Netz:

Der kleinste Spannungsbetrag lautet am Ende 9. Iteration im kritischen Punkt: $V_4=0.4580$. Der Leitungsindex lautet im Bereich des Knotens 4: $L_{34}=0.5419$, der größte Leitungsindexwert ist jedoch in Leitung 1-2 mit $L_{12}=0.8526$ anzutreffen. Der größte Knotenindex tritt mit einem Betrag von $L_4=0.5660$ in Knoten 4, somit im Knoten mit dem minimalen Spannungsbetrag, auf. Knoten 4 ist somit eindeutig der am meisten gefährdete Netzknotten.

9-Knoten-Netz:

Der kritische Punkt wird in der 15. CPF-Iteration erreicht. Der Spannungsbetrag des Knotens 5 nimmt hier mit $V_5=0.6520$ den kleinsten Wert an. Die weiteren maximalen Stabilitätsindizes lauten: Blindleistungs-Leitungsindizes: $L_{45}=0.6235$, $L_{75}=0.5595$, Knotenindex in Knoten 5: $L_5=0.1481$. Die Leitungsindizes zufolge maximaler Wirkleistungsübertragung sind mit $L_{45}=0.4916$, $L_{75}=0.2726$ kleiner als die Blindleistungs-Leitungsindizes.

11-Knoten Netz:

Der kritische Punkt wird in der 17. CPF-Iteration erreicht. Der kleinste Spannungsbetrag liegt in Knoten 7 vor: $V_7=0.6292$. Die maximalen Knotenindexwerte zeigen in Knoten 7 bzw. 9 mit $L_7=0.4746$, $L_9=0.4567$ ähnliche Werte, weil das Netz ist symmetrisch ist. (siehe die Abb. 9.8.d)

Der Leitungsindex beträgt zwischen Knoten 6 und 7: $L_{67}=0.4671$. Den größten Leitungsindex des Netzes besitzt die Leitung zwischen Knoten 9 und 10: $L_{109}=0.7599$.

Die Aufgabe erfordert zur vollständigen Lösung 37 CPF-Iterationen. Diese Iterationsanzahl ist wesentlich größer als bei den bisher besprochenen kleineren Netzen, für deren CPF-Analysen deutlich weniger als 30 Iterationen benötigt werden.

14-Knoten-Netz:

Die 14. Iteration liefert den kritischen Punkt. Hierbei nimmt die Knoten 4 den kleinsten Spannungsbetrag an: $V_4=0.5739$. Die Leitungsindizes der Leitungen, welche an Knoten 4 grenzen, lauten: $L_{54}=0.7202$, $L_{64}=0.4645$ und $L_{74}=0.2942$. Knoten 4 besitzt ferner den größten Knotenindex mit $L_4=1.4714$. Man kann daher erwarten, dass der Spannungskollaps bei einem Lastfaktor von $\lambda=4$ durch Knoten 4 ausgelöst wird. Die Aufgabe benötigt zur vollständigen Lösung 35. Iterationen.

17-Knoten-Netz (LAFDOC0):

Knoten 5 besitzt im kritischen Punkt den kleinsten Spannungsbetrag im Netz: $V_5=0.5441$. Im selben Knoten tritt der maximale Knotenindex auf ($L_5=1.5896$), und auch die Leitungen, welche an Knoten 5 grenzen, haben größte Leitungsindexwerte, nämlich: $L_{45}=0.7435$, $L_{65}=0.7814$, $L_{75}=0.6123$, $L_{85}=0.5707$. Man kann folglich erwarten, dass der Spannungskollaps bei unzulässig hoher Netzlast von Knoten 5 ausgehen wird. Die gesamte CPF-Iterationsanzahl beträgt 32.

Zusammenfassend können folgende Vorteile des CPF genannt werden:

- Er ermöglicht die Ermittlung der PV-Kurve sowohl für den stabilen als auch für instabilen Bereich des untersuchten Systems.
- Der CPF liefert den Umkehrpunkt der PV-Kurve und damit "exakte" Information darüber, bei welchem Lastniveau der Spannungskollaps eintritt. (Als "exakt" ist dieses Resultat dann zu betrachten, wenn Konsens darüber besteht, dass das Phänomen des Spannungskollaps durch einen stationären Ansatz beschreibbar ist).

Vorteile der L-Index-Methoden sind:

- Geringe Rechenzeit

- Zweig-L-Index-Methoden: Lieferung der kritischen Zweige, welche bei Lastzunahme den Spannungskollaps auslösen können.

Sämtliche L-Index-Methoden besitzen jedoch gegenüber dem CPF gravierende Nachteile:

- Bei größeren, realen Systemen entsprechenden Netzen, ergeben sich im Bereich der Stabilitätsgrenze in der Regel L-Indizes mit wesentlich kleineren Werten als 1. Insbesondere gilt dies für den Wirkleistungs-L-Index. Die Aussagekraft der L-Index-Methoden wird durch diesen Effekt stark eingeschränkt.
- L-Index-Methoden basieren auf einer Lastflussrechnung. Demgemäß ist es nicht möglich, L-Indizes für Systemzustände zu bestimmen, welche Divergenz der Lastflussrechnung bewirken. Daraus folgt, dass die exakten Werte, welche die L-Indizes an der Stabilitätsgrenze besitzen, unbekannt bleiben, sofern man die Analyse auf eine konventionelle Lastflussrechnung stützt. Setzt man dagegen die L-Index-Bestimmung auf die Resultate eines zuvor durchgeführten CPF auf, so liefert dieser bereits die gesamte für die Stabilitätsanalyse erforderliche Information womit sich die L-Index-Berechnung erübrigt.

Kapitel 10

Veranschaulichung der Spannungsstabilität durch die Neigung der Tangentenvektor-komponente

10.1 Tangenten mit Lambda und V als Continuation Parameter

10.1.1 Lambda als Continuation Parameter

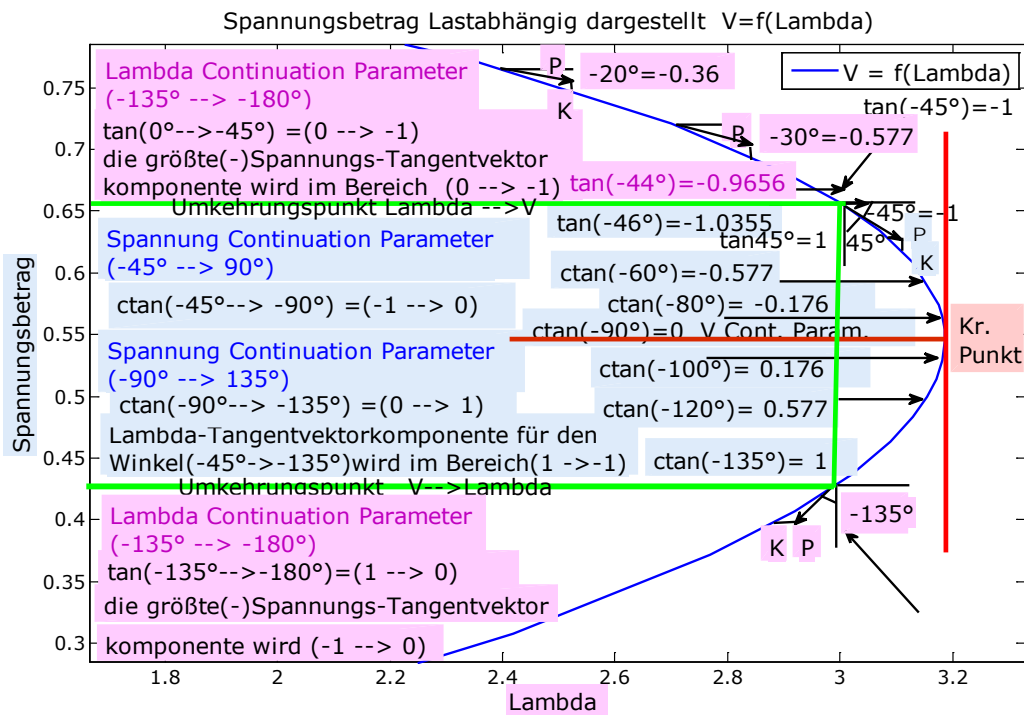


Abb. 10.1.1 Tangenten für λ -Continuation Parameter $V = f(\lambda)$

Am Anfang der CPF-Iteration entsprechen große Änderungen bei der Last kleinen Änderungen bei der Spannung $d\lambda \gg dV$. Im Laufe der Iterationen wird das Verhältnis zwischen Änderungen der Last und Änderungen der Spannung immer kleiner. Diese

Relationen werden durch den Quotienten zwischen größter negativer Spannungs- und Lambda-Tangentenvektorkomponente ausgedrückt.

In Abbildung 10.1.1 ist zu sehen, dass dem Wert der größten negativen Spannungs-Tangentenvektorkomponente von -0.36 ein Winkel von $\tan^{-1}(-0,36) = -20^\circ$ entspricht. Wenn die Bedingung, λ auf V umzukehren, erfüllt ist, dann liegt der Wert der größten Spannungs-Tangentenvektorkomponente bei -1. Dem entspricht ein Tangentenwinkel von -45 Grad.

Danach wird der Betrag des Quotienten zwischen größter Spannungs-Tangentenvektorkomponente und λ -Tangentenvektorkomponente größer als 1 (Vorzeichen negativ), was einen Tangentenwinkel von mehr als -45 Grad ergibt.

10.1.2 Spannung V als Continuation Parameter

Für die Darstellung in Abb. 10.1.2 wird der Tangentenwinkel aus dem Quotienten zwischen λ - und größter Spannungs-Tangentenvektorkomponente berechnet. Da die Spannungskomponente auf -1 festgehalten wird, ergibt er sich direkt aus dem p.u. Wert der Lambda-Tangentenvektorkomponente.

Der Wechsel von Continuation Parameter λ auf V erfolgt bei einer Spannungstangentenvektor-Komponente von -1.0355 p. u. was einem Tangentenwinkel von -46° entspricht. Begründung: Die Umkehrungsbedingung lautet: Tangentenwinkel < -45°.

Je näher man dem kritischen Punkt kommt, desto größer wird das Verhältnis zwischen Spannungs- und Laständerungen. Dem entspricht in der Darstellung der Abb. 10.1.2 im kritischen Punkt ein Tangentenwinkel von -90°.

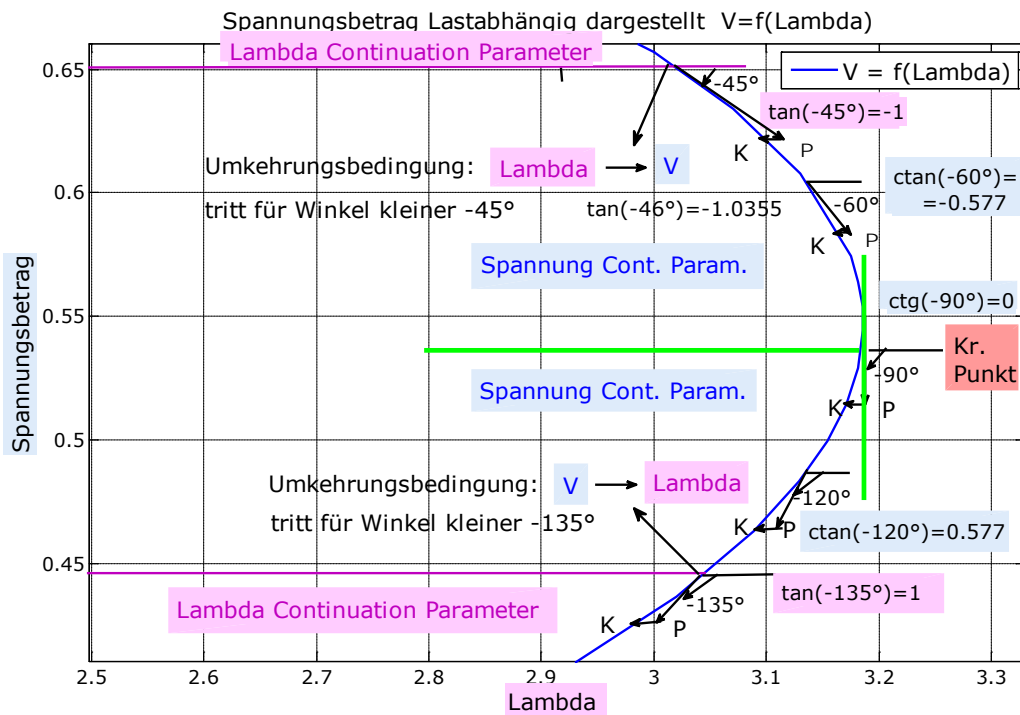


Abb. 10.1.2 $V = f(\lambda)$ mit v -Continuation Parameter

Danach kehrt sich das Vorzeichen der Lambda- Tangentenvektorkomponente von + auf – um, und der Tangentenwinkel nimmt Beträge von über 90° an, das Vorzeichen bleibt negativ, siehe Abb. 10.1.2, unterer Teil der PV-Kurve. Der Betrag der Lambda-Tangentenvektorkomponente nimmt nun wieder zu und somit gleichzeitig der Betrag des Tangentenwinkels. Da der Wert des Tangentenwinkels negativ ist, wird die Neigung der Tangente nun wieder flacher.

Für einen Winkel von -135° wird der Quotient zwischen Spannungs- und Lambda-Tangentenvektorkomponente zu 1 ($\tan(-135) = 1$), und somit wird die Bedingung erfüllt, den Continuation Parameter von v wieder auf λ umzukehren.

Ab Erfüllung dieser Bedingung werden die Änderungen der Spannungen wieder kleiner als jene der Last ($dU < d\lambda$).

10.2 Vergleich der Tangentenvektoren bei Berechnung mit dem CPF Programm und bei direkter Berechnung.

10.2.1 3., 13. und 14. Iteration mit Continuation-Parameter Lambda

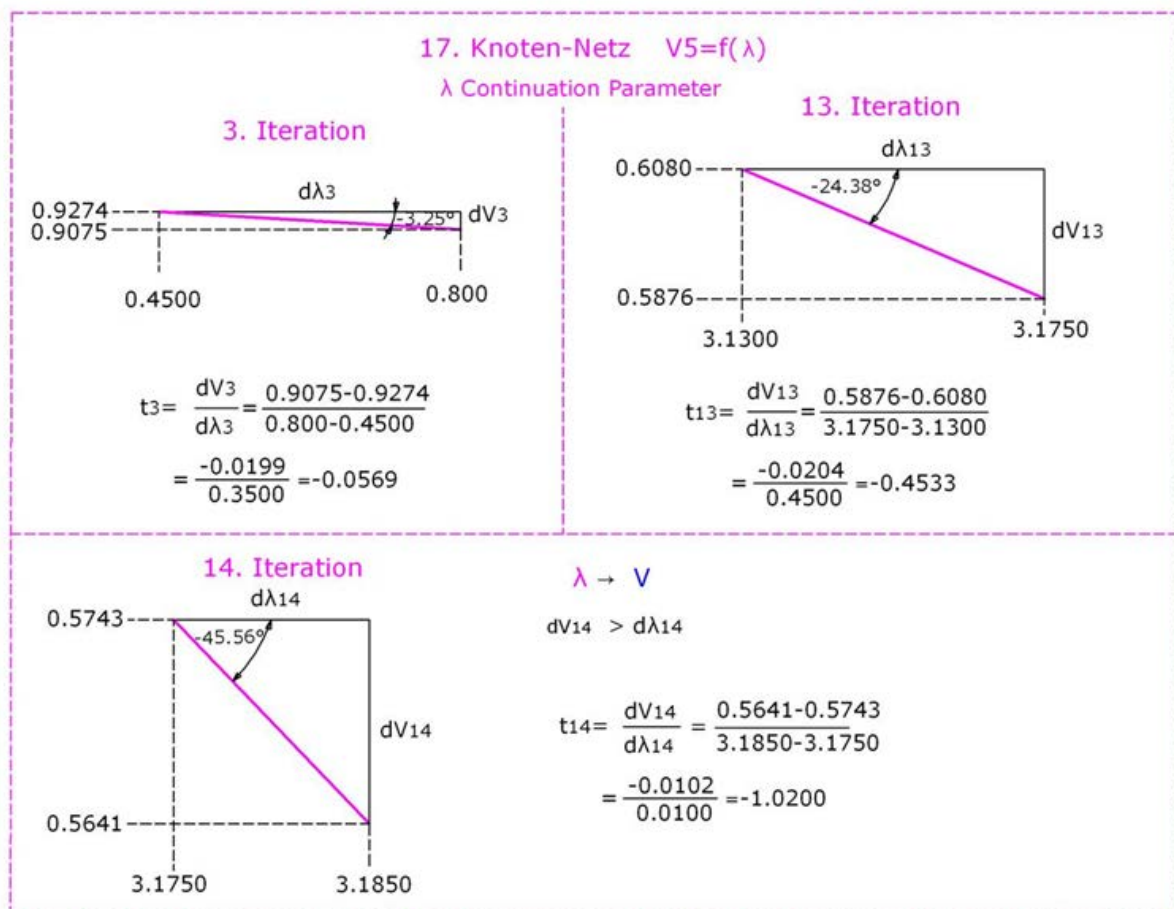


Abb. 10.2.1 Direkte Berechnung der Tangenten in der 3., 13. und 14. Iteration am Knoten 5 beim 17- Knoten-Netz.

Die Tangentenvektorkomponenten berechnet mit dem CPF lauten in beim 17-Knoten-Netz:

In der 3. Iteration:

$$\begin{aligned}
 t_3 = & \begin{matrix} \delta_2 & \delta_3 & \delta_4 & \delta_5 & \delta_6 & \delta_7 & \delta_8 & \delta_9 & \delta_{10} \\ [& 0.0007 & -0.0049 & -0.0349 & -0.0685 & -0.0403 & -0.0383 & -0.0326 & -0.0569 & -0.0612 \\ & \delta_{11} & \delta_{12} & \delta_{13} & \delta_{14} & \delta_{15} & \delta_{16} & \delta_{17} \\ & -0.0539 & -0.0600 & -0.0531 & -0.0618 & -0.0673 & -0.0770 & -0.0639 \\ & V_4 & V_5 & V_6 & V_7 & V_8 & V_9 & V_{10} & V_{11} & V_{12} \\ & -0.0321 & -\mathbf{0.0570} & -0.0294 & -0.0306 & -0.0368 & -0.0219 & -0.0171 & -0.0219 & -0.0182 \\ & V_{13} & V_{15} & V_{16} & V_{17} & \lambda \\ & -0.0242 & -0.0195 & -0.0299 & -0.0182 & \mathbf{1.0000} &]^T \end{matrix}
 \end{aligned}$$

^T = transponiert

Knoten 1 ist der Slack, Knoten 2, 3 und 14 sind PV-Knoten. Daher treten für diese Knoten im Tangentenvektor keine Spannungsbetrags-Komponenten auf.

Die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente tritt an Knoten 5 auf. Die Tangentenneigung in Richtung V_5 ist durch den Quotienten $dV_5/d\lambda = -0,0570/1 = \mathbf{-0,057}$ gegeben. Vergleicht man dies mit dem Resultat der direkten Berechnung aus Abb. 10.2.1, welches $\mathbf{0,0569}$ beträgt, so erkennt man eine gute Übereinstimmung mit einem Fehler von nur $\mathbf{0,0001}$.

In der 13. Iteration lauten die mit dem CPF berechneten Tangentenvektorkomponenten:

$$\begin{aligned}
 t_{13} = & \begin{matrix} [& -0.3010 & -0.3102 & -0.3580 & -0.6216 & -0.3646 & -0.2516 & -0.2733 & -0.4006 & -0.4024 \\ & -0.3677 & -0.3962 & -0.3767 & -0.4049 & -0.4184 & -0.4398 & -0.4080 \\ & -0.2624 & -\mathbf{0.4523} & -0.2394 & -0.2761 & -0.3071 & -0.1431 & -0.1083 & -0.1684 & -0.1189 \\ & -0.1725 & -0.0887 & -0.1120 & -0.0958 & \mathbf{1.0000} &]^T \end{matrix}
 \end{aligned}$$

Der Vergleich von $dV_5 = \mathbf{-0,4523}$ mit dem Wert von $\mathbf{-0,4533}$ aus Abb. 10.2.1 zeigt abermals eine gute Übereinstimmung.

Dasselbe gilt für die 14. Iteration:

$$\begin{aligned}
 t_{14} = & \begin{matrix} [& -0.7464 & -0.7545 & -0.8245 & -1.4313 & -0.8271 & -0.5460 & -0.6141 & -0.8796 & -0.8747 \\ & -0.8036 & -0.8614 & -0.8276 & -0.8795 & -0.9026 & -0.9342 & -0.8836 \\ & -0.5932 & -\mathbf{1.0238} & -0.5400 & -0.6248 & -0.6933 & -0.3131 & -0.2358 & -0.3742 & -0.2594 \\ & -0.3804 & -0.1823 & -0.2188 & -0.2012 & \mathbf{1.0000} &]^T \end{matrix}
 \end{aligned}$$

$dV_5 = -1,0238$; aus Abb. 10.2.1: **-1,020**. Die Differenzen der Werte sind eine Folge der beschränkten numerischen Genauigkeit.

10.2.2 15., 17. und 19. Iteration mit Continuation-Parameter Spannung

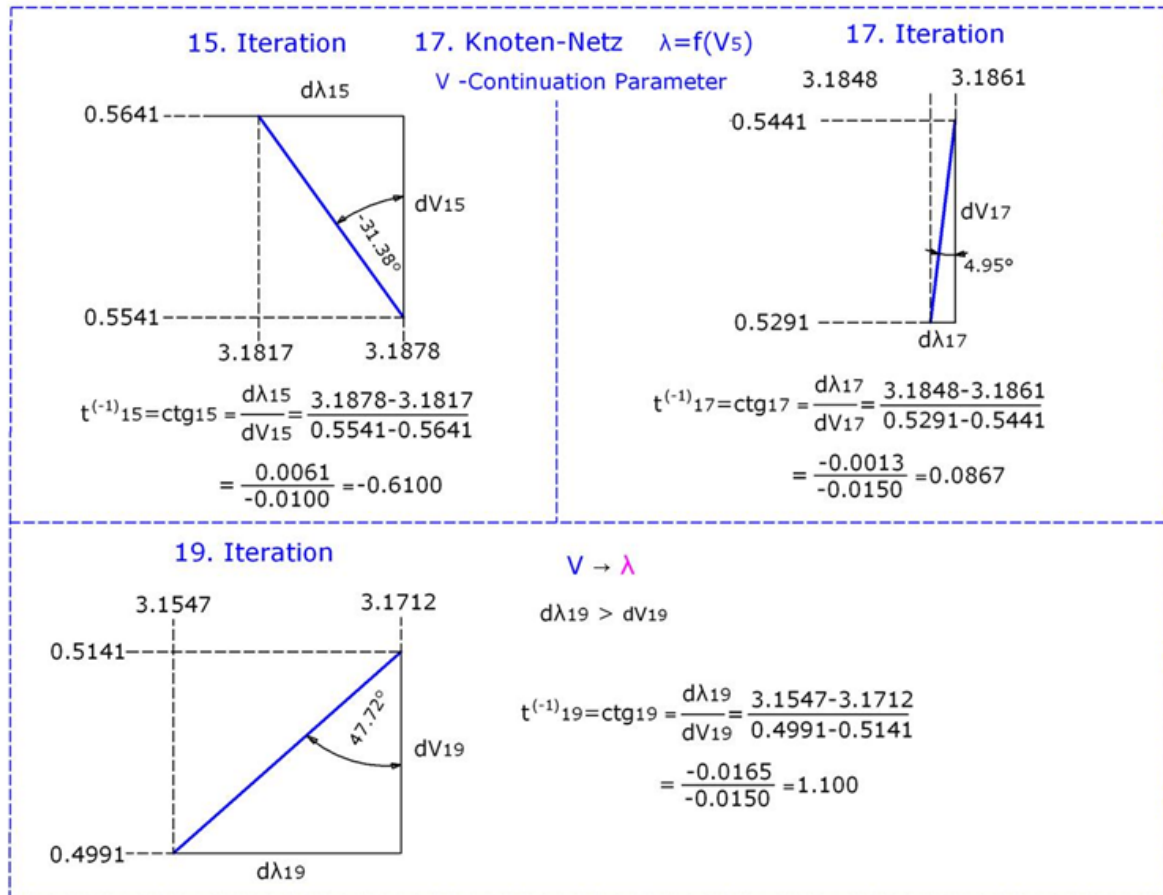


Abb. 10.2.2 Direkte Berechnung der Tangenten in der 15., 17. und 19. Iteration am Knoten 5 beim 17-Knoten-Netz.

Die mit dem CPF in der 15. Iteration berechneten Tangentenvektorkomponenten lauten:

$$t_{15} = \begin{bmatrix} -0.7472 & -0.7510 & -0.8082 & -1.4047 & -0.8069 & -0.5251 & -0.5973 & -0.8493 & -0.8419 \\ -0.7749 & -0.8292 & -0.7993 & -0.8463 & -0.8667 & -0.8925 & -0.8494 \\ -0.5789 & -1.0000 & -0.5267 & -0.6098 & -0.6764 & -0.3025 & -0.2274 & -0.3632 & -0.2504 \\ -0.3684 & -0.1725 & -0.2035 & -0.1919 & 0.6133 \end{bmatrix}^T$$

Die Tangentenrichtung für den Continuation Parameter V_5 ergibt sich mit den aus t_{15} entnommenen Werten zu $d\lambda/dV_5 = -0,6133/1 = -0,6133$. Aus Abb. 10.2.2 ergibt sich mit $-0,610$ abermals eine gute Übereinstimmung. Dasselbe gilt für die 17. und 19. Iteration, siehe nachfolgende Tangentenvektoren.

Tangentenvektor in der 17. Iteration:

$$t_{17} = \begin{bmatrix} -0.7800 & -0.7756 & -0.8112 & -1.4159 & -0.8022 & -0.5063 & -0.5900 & -0.8267 & -0.8139 \\ -0.7517 & -0.8017 & -0.7781 & -0.8178 & -0.8340 & -0.8498 & -0.8192 & & \\ -0.5779 & -\mathbf{1.0000} & -0.5249 & -0.6079 & -0.6743 & -0.2957 & -0.2214 & -0.3581 & -0.2442 \\ -0.3617 & -0.1615 & -0.1832 & -0.1825 & -\mathbf{0.0851} & & & & \end{bmatrix}^T$$

Tangentenvektor in der 19. Iteration:

$$t_{19} = \begin{bmatrix} -0.8228 & -0.8050 & -0.8091 & -1.4284 & -0.7875 & -0.4723 & -0.5726 & -0.7841 & -0.7636 \\ -0.7090 & -0.7521 & -0.7382 & -0.7665 & -0.7763 & -0.7770 & -0.7655 & & \\ -0.5757 & -\mathbf{1.0000} & -0.5216 & -0.6032 & -0.6700 & -0.2851 & -0.2120 & -0.3494 & -0.2342 \\ -0.3510 & -0.1449 & -0.1527 & -0.1682 & -\mathbf{1.0975} & & & & \end{bmatrix}^T$$

10.2.3 20., 25. und 32. Iteration mit Continuation-Parameter Lambda

Ähnliche Berechnungen lassen sich auch für den unteren Teil der PV-Kurve bei Continuation-Parameter Lambda durchführen, worauf hier verzichtet wird. Die unten angegebenen Tangentenvektorkomponenten der 20., 25. und 32. Iteration dienen zur Konstruktion der Abb. 10.3 des folgenden Kapitels.

Tangentenvektorkomponente in der 20. Iteration:

$$t_{20} = \begin{bmatrix} -0.5308 & -0.5152 & -0.5080 & -0.9044 & -0.4903 & -0.2857 & -0.3542 & -0.4791 & -0.4637 \\ -0.4316 & -0.4567 & -0.4510 & -0.4652 & -0.4694 & -0.4652 & -0.4638 & & \\ -0.3626 & -\mathbf{0.6314} & -0.3281 & -0.3788 & -0.4212 & -0.1766 & -0.1308 & -0.2176 & -0.1446 \\ -0.2180 & -0.0863 & -0.0869 & -0.1017 & -\mathbf{1.0000} & & & & \end{bmatrix}^T$$

In der 25. Iteration:

$$t_{25} = \begin{bmatrix} -0.1583 & -0.1399 & -0.1148 & -0.2506 & -0.0972 & -0.0321 & -0.0635 & -0.0695 & -0.0591 \\ -0.0575 & -0.0580 & -0.0649 & -0.0588 & -0.0550 & -0.0424 & -0.0566 & & \\ -0.1006 & -\mathbf{0.1827} & -0.0893 & -0.0984 & -0.1137 & -0.0412 & -0.0286 & -0.0519 & -0.0317 \\ -0.0518 & -0.0117 & -0.0016 & -0.0174 & -\mathbf{1.0000} & & & & \end{bmatrix}^T$$

In der 32. Iteration:

$$t_{32} = \begin{bmatrix} -0.0272 & 0.0011 & 0.0340 & -0.0627 & 0.0570 & 0.0569 & 0.0294 & 0.0883 & 0.0947 \\ 0.0846 & 0.0927 & 0.0809 & 0.0951 & 0.1017 & 0.1137 & 0.0971 & & \\ -0.0287 & -\mathbf{0.0759} & -0.0246 & -0.0243 & -0.0300 & -0.0060 & -0.0021 & -0.0088 & -0.0024 \\ -0.0084 & 0.0061 & 0.0170 & 0.0031 & -\mathbf{1.0000} & & & & \end{bmatrix}^T$$

10.3 Verlauf des Quotienten aus größter (negativer) Spannungstangentenvektorkomponente und Lambda Tangentenvektorkomponente

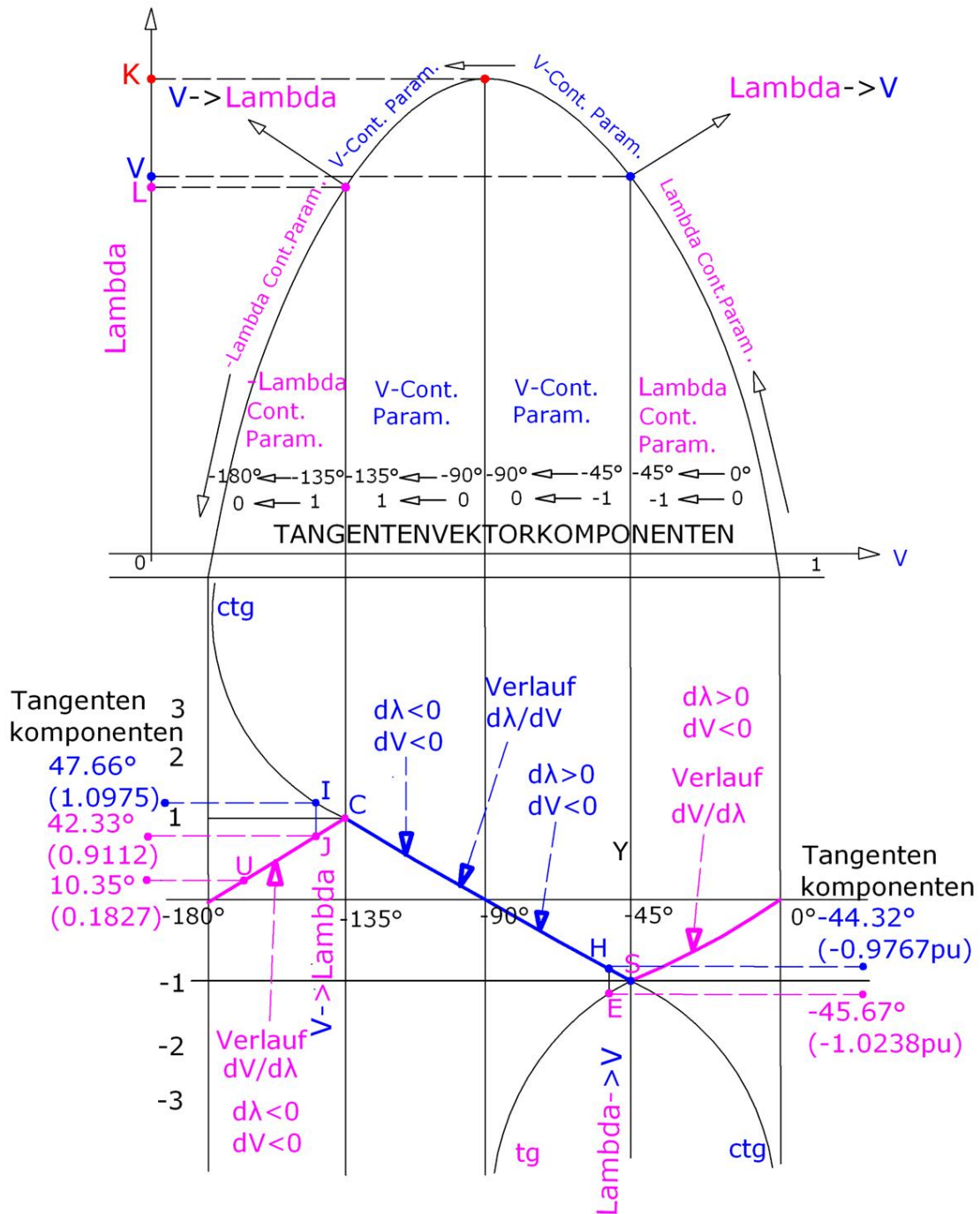


Abb. 10.3 Die größte (negative) Spannungstangentenvektorkomponente im Vergleich zur Lambda Tangentenvektorkomponente, Werte für 17- Knoten Netz.

In Abb. 10.3 ist der Quotient zwischen größter negativer Spannungstangentenvektor-komponente und Lambda-Tangentenvektorkomponente dargestellt. Den Maßstab für diesen Quotienten findet man auf der Ordinate des unteren Teils der Abbildung. Da er gleichzeitig die (negative) Tangentensteigung festlegt (vgl. Abb. 10.1.1), enthält die Abbildung auch eine Winkelskalierung, und zwar auf der Abszisse des unteren Teils. Im oberen Teil der Abbildung ist die die PV-Kurve dargestellt, wobei die Abszisse die Spannungs- und die Ordinate die Lambda-Achse ist. Die Skalierung der V-Achse ist nichtlinear, sodass die PV-Kurve symmetrisch abgebildet wird, wodurch der kritische Punkt genau in der Mitte liegt. (Tatsächlich ist die PV-Kurve in der Regel unsymmetrisch in Bezug auf den kritischen Punkt, wie in den Kurven des Kap. 9 zu erkennen ist).

Die Werte zur Konstruktion der Abbildung sind Kap. 10.2.1 bis 10.2.3 zu entnehmen. Die rechte lila Kurve beschreibt CPF-Iteration 1 bis 13, siehe Kap. 10.2.1, die mittlere blaue Kurve gilt für Iteration 14 – 19, Kap. 10.2.2 und die linke lila Kurve stellt Iteration 20 – 32, Kap. 10.2.3.

Der Startpunkt befindet sich auf der rechten Seite der Abbildung. Continuation Parameter ist der Lastfaktor λ . Der Quotient $dV/d\lambda$ und damit die Tangentenneigung sind vorerst noch klein. Insbesondere gilt $d\lambda = +1$; $dV < 0$, $|dV| < 1$. Mit steigender Last (λ nimmt zu) vergrößert sich der Betrag des Quotienten entsprechend einer Tangens-Funktion, siehe lila Kurve. Bei Punkt S nimmt er den Wert -1 an ($d\lambda = +1$, $dV = -1$). Dem entspricht eine Tangentenneigung von $\text{tg}^{-1}(-1) = -45^\circ$. Bei weiterer Vergrößerung des Lastfaktors wird die Spannungstangentenvektorkomponente größer als die Lambda-Tangentenvektorkomponente (Punkt E), und daher erfolgt der Wechsel des Continuation Parameters von λ nach V. Damit der Quotient der Tangentenvektorkomponenten endlich bleibt, wird er nun invertiert ($d\lambda/dV$). Sein weiterer Verlauf entwickelt sich daher gemäß einer Cotangens-Funktion, blaue Kurve. Dem Tangentenwinkel von $-45,67^\circ$ entspricht somit ein Quotient von $-1/1,0238 = -0,9768$, siehe Punkt H auf der blauen Kurve. Diese ist nun für alle weiteren mit Continuation Parameter V durchgeführten CPF-Iterationen gültig. Bei -90° (entsprechend $\text{ctg}(-90^\circ) = 0$ bzw. $dV = \infty$) ist der kritische Punkt erreicht.

Bei Tangentenneigung -135° besitzen sowohl $d\lambda$ als auch dV den Wert -1, und der Quotient der Tangentenvektorkomponenten wird 1, siehe Punkt C. Zur Konstruktion von Punkt I entnimmt man aus Kap. 10.2.2 für die 19. Iteration: $dV = -1$, $d\lambda = -1,0975$, $\text{ctg}^{-1}(d\lambda/dV) =$

$\text{ctg}^{-1}(1,0975/1) = 42,33^\circ$. Da die Tangentenneigung jedoch den kritischen Wert von -90° überschritten hat, ist eine Transformation mit 180° durchzuführen, weshalb der endgültige Winkel lautet: $42,33^\circ - 180^\circ = -137,66^\circ$. Die Bedingung zur Rücksetzung des Continuation Parameters von V auf λ ist nun erfüllt ($d\lambda > dV$). Dementsprechend wird der Quotient $d\lambda/dV$ auf $dV/d\lambda$ invertiert, und für den weiteren Kurvenverlauf ist die in Abb. 10.3 links eingezeichnete lila Tangens- Funktion gültig. Dem Punkt I der blauen Kurve entspricht jetzt Punkt J der lila Kurve ($\text{tg}^{-1}(dV/d\lambda) = \text{tg}^{-1}(1/1,0975) = \text{tg}^{-1}(0,9112) = -137,66^\circ$). Zur Konstruktion eines weiteren Punktes der linken lila Kurve entnimmt man aus Kap. 10.2.3 z.B. für die 25. Iteration: $d\lambda = -1$, $dV = -0,1827$; $\text{tg}^{-1}(dV/d\lambda) = \text{tg}^{-1}(0,1827) = 10,35^\circ$. Nach Transformation mit 180° ergibt sich die endgültige Tangentenneigung zu $10,35 - 180 = -169,65^\circ$. In der Abbildung entspricht dies dem Punkt U.

Die in Abb. 10.3 vorgenommene Ergänzung des PV-Diagramms um den Verlauf der Tangentenneigung erlaubt es, durch Vorgabe eines Grenzwinkels einen numerisch eindeutigen Stabilitäts-Grenzwert zu setzen, welcher zur Auslösung eines Alarms verwendet werden kann. Dies erleichtert den Vergleich der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungsstabilität des untersuchten Systems.

Kapitel 11

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit werden einige Methoden zur Untersuchung der Spannungsstabilität elektrischer Energienetze sowohl in Theorie als auch in praktischer Anwendung verglichen. Folgende Verfahren werden betrachtet:

- Continuation Power Flow (CPF)
- Knoten-L-Index basierend auf Knotenlasten
- Zweig-L-Index basierend auf Zweig-Blindleistungsflüssen
- Zweig-L-Index basierend auf maximalen Wirkleistungsflüssen

Weitere Schwerpunkte der Arbeit betreffen:

- Analyse des Konvergenzverhaltens des innerhalb der CPF-Iterationen erfolgenden Korrektorschritts, Ableitung eines Divergenzindikators.
- Entwicklung einer Methode zur Verdichtung des Informationsgehalts der Resultate der CPF-Analyse.

Im Rahmen des Verfahrensvergleichs wurde folgende prinzipielle Methodik angewandt:

- Durchführung einer vollständigen CPF-Analyse, einschließlich der Ermittlung des unterhalb des kritischen Spannungskollaspunktes liegenden Teils der PV-Kurve.
- Danach Ermittlung der L-Indizes unter Verwendung der vom CPF gelieferten Lastwerte und komplexen Kontenspannungen. Somit entspricht jedem Punkt (bzw. jedem Lastwert) der PV-Kurve je ein Punkt der L-Index-Kurven.

Als Berechnungswerkzeug wurde MATLAB verwendet, womit auf einfache Art und Weise die graphische Darstellung der Resultate möglich war. Die Resultate des CPF wurden mit jenen eines konventionellen Lastflussprogramms verglichen, wobei sich 100% Übereinstimmung ergab. (Die Vergleiche waren nur bis zu einem nahe dem kritischen Punkt

befindlichen Lastniveau möglich, da der gewöhnliche Lastflussalgorithmus im Bereich des kritischen Punktes nicht mehr konvergiert). Als Testsysteme dienen synthetische Hochspannungsnetze mit 2 bis 17 Knoten. Die Entwicklung einer für beliebige Netze verwendbaren Software wird Gegenstand zukünftiger Arbeiten sein.

Die Untersuchungen ergaben folgende Vorteile des CPF:

- Er ermöglicht die Ermittlung der PV-Kurve sowohl für den stabilen als auch für instabilen Bereich des untersuchten Systems.
- Der CPF liefert den Umkehrpunkt der PV-Kurve und damit "exakte" Information darüber, bei welchem Lastniveau der Spannungskollaps eintritt. (Als "exaktes Resultat" ist dieses Resultat dann zu betrachten, wenn Konsens darüber besteht, dass das Phänomen des Spannungskollaps durch einen stationären Ansatz beschreibbar ist).
- Die Resultate des CPF sind bei entsprechender graphischer Aufbereitung leicht interpretierbar

Vorteile der L-Index-Methoden sind:

- Einfach zu interpretierender Stabilitätsindikator (Indikator wird an Stabilitätsgrenze 1, stabiler Systemzustand ist durch Werte <1 gekennzeichnet).
- Zweig-L-Index-Methoden: Lieferung der kritischen Zweige, welche bei Lastzunahme den Spannungskollaps auslösen können.
- Geringe Rechenzeit

Sämtliche L-Index-Methoden besitzen jedoch gegenüber dem CPF gravierende Nachteile:

- Bei den meisten hier untersuchten Netzen, ergeben sich im Bereich der Stabilitätsgrenze L-Indizes mit wesentlich kleineren Werten als 1. Insbesondere gilt dies für den Wirkleistungs-L-Index. Die Aussagekraft der L-Index-Methoden wird durch diesen Effekt stark eingeschränkt.
- L-Index-Methoden basieren auf den Resultaten einer Lastflussrechnung. Da die Lastflussrechnung ohne CPF-Erweiterung an der Spannungsstabilitätsgrenze des untersuchten Systems divergiert, können die Werte der L-Indizes nur für nahe an der Stabilitätsgrenze befindliche Zustände ermittelt werden. Daher ist die genaue Bestimmung der der Stabilitätsgrenze mittels der L-Index-Methoden im Unterschied zum CPF nicht möglich.

Der CPF benötigt zur Ermittlung der vollständigen PV-Kurven (einschließlich des unterhalb des kritischen Punktes befindlichen Astes) 22-37 CPF-Iterationen und innerhalb einer CPF-Iteration 4-7 Korrektor-Iterationen.

Bezüglich der Rechenzeit werden die Methoden wie folgt klassifiziert. Die Zahlen geben ungefähre Relationen der Rechenzeiten der Verfahren in Bezug auf den Blindleistungs-Leitungsindex an. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Rechenzeiten insbesondere bei dem CPF stärker als linear von der Netzgröße abhängig sind, sodass sich der Abstand des CPF von den anderen Verfahren bei großen Netzen gegenüber den vorliegenden Angaben vergrößert.

- Leitungsindex durch Blindleistung (Q); $(Q)/(Q) = 1$.
- Leitungsindex durch maximale Wirkleistung in der Leitung (P); $(P)/(Q) = 1,5$.
- Knotenindex (L_i); $(L_i)/(Q) = 2$.
- CPF; $CPF/(Q) = 25$.

Ein weiterer Teil der Arbeit ist der Ableitung eines Indikators gewidmet, welcher es ermöglicht, in der kritischen Phase der CPF-Analyse – bei Annäherung an den kritischen Punkt - Divergenz des Korrektors frühzeitig, nämlich bereits nach der 1. Iteration, zu erkennen (Konzept "Konvergenzbereich"). Somit können bei Divergenzneigung des Korrektors Abhilfemaßnahmen getroffen werden, bevor unnötig Rechenzeit mit divergierenden Iterationen verbraucht wird.

Zuletzt wird eine Erweiterung der bei der CPF-Analyse verwendeten klassischen PV-Kurve vorgeschlagen, und zwar die Ergänzung des PV-Diagramms um den Verlauf der Tangentenneigung, gemessen in Grad. Die Tangentenneigung stellt eine vom betrachteten System unabhängige Maßzahl für die Quantifizierung des Abstandes, welchen das System zur Stabilitätsgrenze besitzt, dar. Sie kann folglich nach Vorgabe eines Grenzwinkels als Alarmfunktion benutzt werden. Dies erleichtert den Vergleich der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungsstabilität des untersuchten Systems.

Die in der Arbeit gesammelten Erfahrungen demonstrierten eindrucksvoll die Mächtigkeit des Spannungsstabilitäts-Analysealgorithmus "Continuation Power Flow" sowie dessen Überlegenheit über die hier durch betrachteten L-Index-Verfahren.

Literaturverzeichnis:

- [1] G. Theil: "Technische Stabilität der Energieversorgung, Spannungsstabilität" Seminar Energieversorgung, Institut für elektrische Anlage und Energiewirtschaft. Wien 2005
- [2] G. Theil: "Stationäre Analyseverfahren für elektrische Energienetze"; Vorlesungsskriptum. Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlage und Energiewirtschaft. Wien 2000
- [3] G. Theil: "Statische Stabilität, Spannungstabilität"; Vorlesungskapitel. Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlage und Energiewirtschaft.
- [4] V. Ajjarapy: "Computation Techniques for Voltage Stability Assessment and Control" Iowa State University Ames, Iowa, U. S. A.
- [5] V. Ajjarapy and C. Christy: "The Continuation Power Flow: A Tool for steady state Voltage stability analysis." Iowa State University. Ames, Iowa 50011 U.S.A.
- [6] P. Kundur: "Power System Stability and Control" Proven solutions to problems in Electric power system stability and control, Electrical Engineering, McGraw-Hill
- [7] S. J. Chapman: "Electric Machinery and power system fundamentals ". BAE SYSTEMS Australia 2002 McGraw Hill in series electrical and computer engineering.
- [8] Th. V. Cutsem, C. Vournas: "Voltage stability of electric power systems " 31.März 1998, Technology & Industrial Arts, Springer
- [9] H. Saadat: "Power system analysis" Milwaukee school of engineering McGraw Hill, International Editions 1999 Singapore
- [10] M. Moghavvemi*, M. O. Faruque: "Power system security and voltage collapse: a line outage based indicator" Electrical Power and Energy Systems 21 (1999) 455-461
- [11] M. Moghavvemi, F. M. Omar: "Techniques for contingency monitoring and voltage collapse prediction " IEEE,1998, University of Malaya, 50603 Kuala Lumpur, Malaysia
- [12] M. Moghavvemi, F. M. Omar: "A Line Outage Study for Prediction of Static Voltage Collapse" IEEE Power Engineering Review, August 1998
- [13] H. Glawitsch: "Voltage Stability and Collapse- A Review of Basic Phenomena and Methods of Assessment" ETH Zurich Switzerland
- [14] J. Hongjie, Y. Xiaodan*, Y. Yixin: "An improved voltage stability index and its application" Received 18 December 2003; revised 23 June; accepted 11 August 2005

-
- [15] E. B. Cano PEE: "Static Voltage Stability analysis for electric subtransmission system"
- [16] A. G.-Expósito, A. J. Conejo, C. Canizares: "Electric Energy Systems Analysis and Operation" 2009 by Taylor & Francis Group, LLC
- [17] P. Harhammer: „Rechnergestützte Energiewirtschaft“ IBM Österreich Energiewirtschaft
- [18] J. D. Clover, M. S. Sarma, Th. J. Overbye: "Power system analysis and design "(Fourth edition). 2008 by Thomson
- [19] S. Kamalasan, D. Thukaram, A.K. Srivastava: "A new intelligent algorithm for online stability assessment and Monitoring " Electrical Power and Energy Systems 31, 2009 100-110
- [20] B. Lee, V. Ajjarapy: Bifurcation Flow: "A Tool to Study Both Static and Dynamic Aspects of Voltage Stability" Department of Electrical Engineering and Computer Engineering, Iowa State University, Ames Iowa 50011 U. S. A. BULK III
- [21] S. Repo: "On-line Voltage Stability Assessment of Power System-An Approach of Black-box Modelling" Mouhijärvi 3.9.2001 Tampere University of Technology Publications 344
- [22] P. M. Anderson, A. A. Fouad: "Power System Control and Stability" IEEE Press Power Engineering Series Mohamed E. El-Havary, Series Editor
- [23] P. Kundur (Canada, Convener), J. Paserba (USA, Secretary), V. Ajjarapu (USA), G. Andersson (Switzerland), A. Bose (USA), C. Canizares (Canada), N. Hatziargyriou (Greece), D. Hill (Australia), A. Stankovic (USA), C. Taylor (USA), Th. V. Cutsem (Belgium), and V. Vittal (USA): "Definition and Classification of Power System Stability" IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 2, MAY 2004
- [24] R. Billinton, R. N. Allan: "Reliability Evaluation of Power Systems" Second Edition R. Billinton University of Saskatchewan, College of Engineering, Saskatoon, Saskatchewan, Canada; R.N.Allan University of Manchester, Institute of Science and Technology, Manchester, England, 1996
- [25] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, H. W. Beaty: "Electrical Power Systems Quality" 1996
- [26] Th. Zöphel: "Wissensbasiertes Beratungssystem zur Verbesserung der Spannungsstabilität" Berlin 1997, D83
- [27] C. R. Bayliss : " Transmission and Distribution Electrical Engineering" Second Edition 1999
- [28] J. A. Diaz de Leon II, Member, IEEE, and C. W. Taylor, Fellow, IEEE "Understanding and Solving Short-Term Voltage Stability Problems"

- [29] M. N. Omara, Thani Mohamed Salim Al Khusaibi: „Voltage Instability and Voltage Collapse“ Oman Electricity Transmission Company
- [30] E. W. Kimbark: „Power System Stability“ Elements of Stability Calculations, Volume 1 IEEE Press Power Systems Engineering Series. 1948
- [31] A. Bose: „Power System Reliability & Security“ Washington State University, Electricity Security and Survivability Workshop, November 28-29, 2001 Carnegie Mellon University
- [32] S. Johansson & F. Sjögren: „Voltage collapse in power systems -The influence of generator current limiter, on-load tap-changers and load dynamics“. Licentiate thesis Chalmers University of Technology 1995
- [33] C. W. Taylor: „Line drop compensation, high side voltage control, secondary voltage control- why not control a generator like a static var compensator?“ Fellow, IEEE, Washington USA.
- [34] C. Radhakrishna:” Voltage stability analysis-2” 2010
- [35] M. Shahidehpour, W. F. Tinney, Y. Fu:“ Impact of Security on Power Systems Operation,,
- [36] R. Georg: „Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungszusammenbrüchen“ Diplomarbeit Graz, Juli 2005.
- [37] P. Kessel: “Verfahren zur Online-Beurteilung der stationären Spannungsstabilität in elektrischen Netzen ” Diss. ETH Nr. 7774, Zürich 1985
- [38] A. Sode-Yome and N. Mithulananthan: “Comparison of shunt capacitor, SVC and STATCOM in static voltage stability margin enhancement” Electric Power System Management, Energy Field of Study, Asian Institute of Technology, P.O. Box 4, Klongluang, Pathumthani 12120, Thailand
- [39] A. Sode-Yome, N. Mithulananthan: „An economical generation direction for power system static voltage stability” Electric Power Systems Research 76 (2006) 1075–1083
- [40] H. Müller: „Rechnermethoden in der elektrischen Energieversorgung“ Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen
- [41] <http://de.wikipedia.org/wiki/Stromausfall>
- [42] http://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_distribution
- [43] http://en.wikipedia.org/wiki/Electrical_substation
- [44] <https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Spannungsstabilit%C3%A4t.aspx>
- [45] http://de.wikipedia.org/wiki/Europ%C3%A4isches_Verbundsystem#Allgemeines
- [46] http://www.hellfirez.de/web/referate/inhalte/Physik_Energie.htm

- [47] http://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_transmission
- [48] http://www.ena.de/pdf_bunker/gridcode_koopregeln.pdf
- [49] youtube: Lec-35 Voltage Stability-Part-1, M. L. Kothari
- [50] youtube: Lec-36 Voltage Stability-Part-2, M. L. Kothari
- [51] youtube: "Lecture -16 Power Flow – I" A. K. Sinha
- [52] youtube: "Lecture -19 Power Flow – II" A. K. Sinha
- [53] G. Theil: "Vergleich von Verfahren zur Überprüfung der statischen Spannungs- und Winkelstabilität elektrischer Energienetze " Forschungsbericht FB 2/2011 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe. Technische Universität Wien
- [54] A. Bislimi: "Einfluss von Spannungsstabilitätsproblemen auf die Sicherheit elektrischer Energienetze " Forschungsbericht FB 3/2011 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technischen Universität Wien