

Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft

Diplomarbeit

von

Thomas Nacht

Betreuer

Dipl.-Ing. Gernot Nischler

Begutachter

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, April 2010

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Danksagung

Mein Dank gilt in erster Linie Hr. Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler, der den Grundstein für diese Arbeit gelegt hat. Weiters möchte ich mich bei den Mitarbeitern des IEE für die tatkräftige Unterstützung bedanken, allen voran bei meinem Betreuer Hr. Dipl.-Ing. Gernot Nischler, ohne dessen Hilfe, Ideen und die zahlreichen Gespräche meine Diplomarbeit in dem erreichten Umfang nicht möglich gewesen wäre.

Bei meinen Freunden auf und abseits der Universität möchte ich mich für die Unterstützung und die gemeinsame Zeit vor und während meines Studiums, sowie für die fachlichen und vor allem die weniger fachlichen Gespräche bedanken.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie, die mich in all den Jahren durch ihren Rückhalt gestärkt hat. Allen voran möchte ich mich bei meiner Mutter und meiner Schwester, denen ich den Großteil meines persönlichen Werdegangs zu verdanken habe und die mir eine große Stütze in meinem Leben waren, für all jene Dinge danken, die man als viel zu selbstverständlich ansieht. Ihnen möchte ich diese Arbeit widmen.

Kurzfassung

In der europäischen Elektrizitätswirtschaft sieht man sich heute, aufgrund der Verwendung des Verbundnetzes für grenzüberschreitende Stromhandelsgeschäfte, immer häufiger mit dem Problem der Leitungsengpässe konfrontiert. Der durch diese Geschäfte entstehende Lastfluss führt dazu, dass die Leitungen des europäischen Verbundnetzes, mit dessen Entstehung sich das erste Kapitel dieser Arbeit beschäftigt, teilweise bis an ihr Maximum belastet werden. Die Information über die Leitungsauslastung hat für den Netzbetrieb einen hohen Stellenwert, da eine Leitungsüberlastung einen unzulässigen Betriebszustand darstellt und daher weitestgehend vermieden werden sollte. Neben dem Wissen über Leitungsauslastungen ist es ebenso wichtig, über die Methoden zur Beeinflussung des Lastflusses Bescheid zu wissen, um gegebenenfalls Leitungsüberlastungen verhindern zu können.

In dieser Arbeit wird, ausgehend von den Gleichungen des AC-Lastflusses, das Gleichungssystem des DC-Lastflusses ermittelt. Mit Hilfe der DC-Lastflussgleichungen werden Modelle, unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft und der lastflussteuern Mechanismen, zur Ermittlung der Leitungsauslastungen erstellt. Es wird die Genauigkeit der Modelle ermittelt und die Grenzen der Einsetzbarkeit der DC-Lastflussrechnung erörtert. Als Modellierungsumgebung wird GAMS herangezogen, die Optimierungsaufgaben werden vom Cplex-Solver gelöst. Die Modelle inkludieren die Möglichkeit, Lastflüsse unter Berücksichtigung von variablem Kraftwerkseinsatz (inklusive Pumpspeicherkraftwerken), der Verwendung von Phasenschiebertransformatoren sowie Power Demand Side Management zu ermitteln. Außerdem werden Modelle zur Ermittlung von Knotenpreisen sowie zur Überprüfung des n-1 Kriteriums erarbeitet. Anhand von Beispielen werden die Modelle und ihre Funktionsweise, sowie die Möglichkeiten zur Lastflussregelung erklärt.

Die Analyse der DC-Lastflussgleichungen zeigt, unter welchen Bedingungen man Lastflüsse mittels der DC-Lastflussrechnung ermitteln darf und welcher Fehler sich durch diese Berechnungsmethode ergibt. Außerdem kann aus den Ergebnissen der Modelle abgeleitet werden, wie komplex die Ermittlung von Lastflüssen in einem größeren Netz ist und dass eine Lösung ohne Rechnerunterstützung faktisch nicht möglich ist. Die Ergebnisse der Modelle zeigen, dass man über die Verwendung selbiger über eine Möglichkeit verfügt, den Investitionsbedarf in einem Netzgebiet lokalisieren zu können.

Abstract

Due to the usage of the European transmission grid for cross-border energy trading operations, the electricity industry is facing an increasing amount of congestions on transmission lines. The physical load flow resulting from these trading operations, often reaches the allowed threshold. The information on the actual load flow in a transmission grid is of utmost importance to ensure a secure mains operation. In addition to the information of the actual load flow, knowledge about the available methods of controlling load flows is valuable to prevent congestions.

The objective of this thesis is to create models, which, considering the specifics of the electricity industry and of the load flow controlling mechanisms, determine the load flow on transmission lines. The calculation of these models is based on the DC-load flow formulation, which is a simplification of the AC-load flow. This simplification leads to errors in the results, which need to be investigated. The modeling is done in GAMS, chosen solver is the Cplex-Solver. Through the use of the created models load flows, regarding a variable assignment of power plants, phase shifting transformers and power demand side management, can be calculated. Additionally a model for nodal prices and a model to check if a grid is n-1 secure are being created. The function of all models will be shown and explained using examples.

The analysis of the DC-load flow calculation yields the conditions, which need to be abided in order to keep the inaccuracy of the simplification in acceptable boundaries. Considering the results of the models, it can easily be seen how complex the calculation of load flows can be and that solving a load flow problem of a bigger grid can't be done without computer assistance. Additionally, the results allow drawing conclusions about the need of investments in a certain area of the grid.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung und zentrale Fragestellung	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Aufbau der Arbeit	2
2	Verbundsysteme	3
2.1	Geschichtliche Entwicklung des europäischen Verbundsystems	3
2.1.1	Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity	3
2.1.2	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	4
2.1.3	European Network of System Operators for Electricity	6
2.2	Aufgaben eines Verbundsystems	8
2.3	Technische Beschreibung lastflussrelevanter Netzelemente	9
2.3.1	Freileitungen und Kabel	9
2.3.2	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	11
2.3.3	Umspannwerke	12
2.3.4	Transformatoren	13
2.3.5	Längs-, Quer- und Schräggregler	14
2.3.6	Phasenschiebertransformatoren	15
2.3.6.1	Funktionsweise eines Phasenschiebertransformators	15
2.3.6.2	Betriebsarten eines Phasenschiebertransformators	18
2.3.6.3	Bauarten eines Phasenschiebertransformators	19
2.3.6.4	Phasenschiebertransformatoren in Österreich	20
2.3.7	Flexible Alternating Current Transmission Systems	21
3	Lastflussrechnung in einem Verbundnetz	23
3.1	Netz- und leitungsbezogene Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft	23
3.1.1	Leitungsgebundenheit	23
3.1.2	Netzgebundenheit	23
3.1.3	Fehlende Speicherbarkeit	24
3.1.4	Darstellungsabhängige Energieerzeugung und bedarfsgerechte Energieerzeugung	25
3.2	Wechselstrom-Lastflussrechnung	25
3.2.1	Gleichungssystem der Wechselstrom-Lastflussrechnung	26
3.2.2	Vor- und Nachteile der AC-Lastflussrechnung	31
3.2.3	Linearisierung der AC-Lastflussrechnung	31

3.3	DC-Lastflussrechnung	32
3.3.1	Rechnen mit bezogenen Größen	32
3.3.2	Gleichungssystem der DC-Lastflussrechnung	33
3.3.3	Vor- und Nachteile der DC-Lastflussrechnung	35
3.4	Vergleich von AC- und DC-Lastflussrechnung	35
3.4.1	Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung	36
3.4.2	Versuchsnetzwerk	36
3.4.3	Vereinfachung: $\sin \theta \approx \theta$	37
3.4.4	Vereinfachung: Vernachlässigung der ohmschen Leitungswiderstände	38
3.4.5	Vereinfachung: Ebenes Spannungsprofil	42
3.4.6	Ungenauigkeiten der DC-Lastflussrechnung bei unterschiedlicher Netzauslastung	43
3.4.7	Schlussfolgerung und Zusammenfassung des Vergleichs zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung	46
4	Softwaretechnische Umsetzung einer DC-Lastflussrechnung	47
4.1	Beschreibung der Modellierungsumgebung GAMS	47
4.1.1	Beschreibung des CPLEX Solver 12	48
4.2	DC-Lastflussberechnung in GAMS	49
4.2.1	Flussdiagramm des Modells für die Berechnung des DC-Lastflusses	50
4.2.2	Beispiel zur Erklärung der DC-Lastflussrechnung	52
4.3	Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um die Möglichkeit des Redispatches	55
4.3.1	Redispatch	55
4.3.2	Flussdiagramm für das Modell mit Redispatch	56
4.3.3	Beispiel zur Erklärung des Redispatches	58
4.4	Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um Phasenschiebertransformatoren	59
4.4.1	Gleichungssystem und Flussdiagramm für das Modell mit Phasenschiebertransformatoreinsatz	60
4.4.2	Fehler bei der Einbindung von Phasenschiebertransformatoren in den DC-Lastfluss	61
4.4.3	Beispiel zur Erklärung des Modells mit PST-Einsatz	62
4.5	Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um HVDC-Links	64
4.6	Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um Power Demand Side Management	65
4.6.1	Power Demand Side Management	65
4.6.2	Beispiel zur Erklärung des PDSM-Einsatzes	66
4.7	Modell für die DC-Lastflussoptimierung	67

4.7.1	Ausführliche Modellbeschreibung	68
4.7.1.1	Modelldefinition mit Zielfunktion und Nebenbedingungen	68
4.7.1.2	Inputdaten	74
4.7.1.3	Outputdaten	76
4.7.1.4	Zusammengehörigkeit von Modellen und Elementen	77
4.7.2	Beispiel zur Erklärung des Jahreshöchstlastmodells	77
5	Einbindung von Pumpspeicherkraftwerken	82
5.1	Problematik beim Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in den Lastmodellen	82
5.2	Lösung der Pumpspeicherproblematik	84
5.3	Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	86
6	Spezifische Analysen bezüglich Netzsicherheit	91
6.1	Das n-1 Kriterium	91
6.2	Transmission Reliability Margin	92
6.3	Überprüfung der Einhaltung des n-1 Kriteriums mittels eines GAMS Modells	93
6.3.1	Modellbeschreibung und Flussdiagramm	93
6.3.2	Erklärung der Elemente für das n-1 Sicherheitsmodell	94
6.3.3	Ermittlung des n-1 Kriteriums anhand eines Beispiels	96
7	Nodal Pricing	100
7.1	Theorie der Knotenpreise	100
7.2	Softwaretechnische Ermittlung der Knotenpreise basierend auf der DC-Lastflussrechnung	102
7.2.1	Flussdiagramm zur Berechnung der Knotenpreise	103
7.3	Beispiele zur Erklärung des Nodal Pricing	107
8	Zusammenfassung	116
9	Verzeichnisse	119
9.1	Abbildungsverzeichnis	119
9.2	Tabellenverzeichnis	121
9.3	Abkürzungsverzeichnis	123
9.4	Literaturverzeichnis	124

1 Einleitung und zentrale Fragestellung

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes innerhalb der EU und dem Ziel der Schaffung eines Binnenmarktes für Elektrizität wird das europäische Verbundnetz aufgrund der vermehrt auftretenden, grenzüberschreitenden Stromhandelsgeschäfte verstärkt belastet. Aus dieser erhöhten Belastung wächst die Herausforderung an die Netzbetreiber, stets einen stabilen, sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Die Netzgebundenheit elektrischer Energie im Zusammenspiel mit der fehlenden bzw. mangelnden Speicherbarkeit und unter Berücksichtigung weiterer Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft erfordert den Einsatz von Optimierungsmethoden um eine bedarfsgerechte und möglichst kostengünstige Stromversorgung zu erreichen.

1.1 Aufgabenstellung

Die folgenden Punkte sollen im Rahmen dieser Arbeit abgehandelt werden:

- **Recherche der Methoden zur Berechnung von Lastflüssen**

Es sollen im Rahmen einer Literaturrecherche die gängigen Methoden zur Ermittlung von Lastflüssen in einem elektrischen Netz erörtert werden. Dabei werden eventuelle Vereinfachungsmöglichkeiten diskutiert und die Bedingungen, unter denen diese Vereinfachungen einsetzbar sind, ermittelt.

- **Erörterung der Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung**

Ein weiterer Teil der Rechercharbeit umfasst die Suche nach Möglichkeiten den Lastfluss in einem vermaschten Netz zu beeinflussen. Diese Möglichkeiten umfassen:

- a) Phasenschiebertransformatoren und spezielle FACTS
- b) Redispatch
- c) andere Maßnahmen, wie z.B. Power Demand Side Management

- **Umsetzung der erarbeiteten Theorie in Form von lastflussbasierten Modellen**

Unter Zuhilfenahme der Theorie zur Lastflussrechnung werden unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft sowie der Möglichkeiten der Lastflusssteuerung die folgenden Modelle für die Optimierungsplattform GAMS erstellt:

- a) Modell zur reinen Lastflussberechnung
- b) Modell für die Jahreshöchstlast

- c) Modell für den typischen monatlichen Lastfall
- d) Modell für den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken
- e) Modell zur Ermittlung von Knotenpreisen
- f) Modell zur Bestimmung der n-1 Sicherheit eines Netzes

Dieser Punkt stellt den Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit dar.

1.2 Aufbau der Arbeit

Das **zweite Kapitel** der Arbeit befasst sich mit der Entstehungsgeschichte und den Aufgaben des europäischen Verbundnetzes. Weiters wird eine Übersicht über die für diese Arbeit wichtigen Netzelemente gegeben.

Das **dritte Kapitel** beschäftigt sich mit dem AC-Lastfluss sowie den Vereinfachungen die schlussendlich zur DC-Lastflussrechnung führen. Es wird weiters die DC-Lastflussrechnung behandelt und zudem ein Vergleich zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung dargestellt, aus welchem die Kriterien für eine entsprechen zuverlässige Anwendung der DC-Lastflussrechnung hervorgehen.

Im **vierten Kapitel** wird die Umsetzung der Theorie der ersten Kapitel in funktionsfähige Modelle durchgeführt. Die Modellabläufe werden in Form von Flussdiagrammen erklärt und die Funktion der einzelnen Modelle anhand von Beispielen dargestellt. Angefangen mit dem reinen Lastflussmodell wird selbiges stufenweise um die Möglichkeiten des Redispatches, dem Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und des PDSM erweitert.

Das **fünfte Kapitel** erklärt die Problemstellungen bei der Einbindung von Pumpspeicherkraftwerken in die bestehende Modellstruktur. Die modellhafte Einbindung von Pumpspeicherkraftwerken wird wiederum anhand von Beispielen erklärt.

Das **sechsten Kapitel** befasst sich mit der n-1 Sicherheitsanalyse eines Netzes, weiters wird der, auf den bisher erstellten Modellen basierende, Modellablauf erläutert und die Funktion des Modells mit Hilfe eines Beispiels demonstriert.

Das **siebte Kapitel** umfasst eine grundlegende Betrachtung der Knotenpreistheorie und die Umsetzung dieser Theorie in ein Modell, welches anhand von Beispielen erklärt wird.

Im **achten und letzten Kapitel** werden die im Rahmen dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst.

2 Verbundsysteme

Dieses Kapitel behandelt die Geschichte und Funktion des europäischen Verbundnetzes, einem Zusammenschluss mehrerer Übertragungsnetze.

2.1 Geschichtliche Entwicklung des europäischen Verbundsystems

Dieses Kapitel basiert im Wesentlichen auf (UCTE, 2000b).

Das europäische Verbundnetz unterlag seit seiner Entstehung einem ständigen Wandel. Die stetige Erweiterung des Netzes und die Eingliederung neuer Mitgliedsländer sorgten für einen höheren Vernetzungsgrad und die Möglichkeit internationalen, grenzüberschreitenden Stromhandel zu betreiben. Die Entstehungsgeschichte des europäischen Verbundnetzes von der „Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity“ (*UCPTE*) bis hin zur Regionalgruppe Kontinentaleuropa (*CE*) der „European Network of System Operators for Electricity“ (*ENTSO-E*) wird in den folgenden Abschnitten betrachtet.

2.1.1 Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity

In Europa entstand nach dem zweiten Weltkrieg auf Empfehlung der Europäischen Organisation für Zusammenarbeit (*OEEC*) am 23. Mai 1951 die „Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity“. Das Ziel der UCPTE war eine koordinierte Zusammenarbeit bei der Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie.

Gerade in den Anfangsjahren der UCPTE lag das Hauptaugenmerk auf dem sparsamen Umgang mit Brennstoffen, sowie dem Bestreben die Erzeugung aus Kohlekraftwerken durch eine aus Wasserkraftwerken zu ersetzen. Dieses Bestreben entstand aus der Motivation elektrische Energie möglichst ressourcenschonend zu erzeugen.

Die Gründungsmitglieder der UCPTE waren die für den Betrieb der Erzeugungsunternehmen und Übertragungssysteme verantwortlichen Personen der Länder Belgien, Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz.

1987 wurde das UCPTE-Netz um die Netze und Erzeugungseinheiten der Länder Spanien, Portugal, Griechenland und Jugoslawien erweitert. Im Jahr 1995 begann der Parallelbetrieb zwischen dem

UCPTE- und dem CENTREL-Netz, welches sich aus den Netzen der Staaten Tschechische Republik, Polen, Ungarn sowie der Slowakischen Republik zusammengesetzt hat.

Am 1. Jänner 1997 wurde eine neue Satzung für die UCPTE festgelegt, in der die technischen Rahmenbedingungen für den Verbundbetrieb der Netze der Mitgliedsländer eindeutig bestimmt wurden.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes¹ kam es zur Umbenennung der UCPTE in die „Union for the Coordination of Transmission of Electricity“ (UCTE).

2.1.2 Union for the Coordination of Transmission of Electricity

„Die Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE) wurde 1951 gegründet. Am 1. Juli 1999 ist eine geänderte Satzung in Kraft getreten, durch die der Grundstein einer wettbewerbskonformen Neuausrichtung des Verbandes gelegt worden ist. Die UCTE konzentriert sich nun auf die ursprünglichen Aufgaben eines Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber und hat daher auch das „P“ (für Production) aus ihrem Namen entfernt.“ (UCTE, 2000a S. 2)

Mit dieser Änderung der Satzung wandelte sich das Ziel der UCTE vom Erreichen eines möglichst effizienten Kraftwerkseinsatzes und der Reduktion der Reservehaltung² hin zur Koordination des Verbundbetriebes. Außerdem sind der Zusammenschluss weiterer europäischer Netze und eine Zusammenarbeit mit Elektrizitätsunternehmen, unabhängigen Erzeugern, Kunden, Aufsichtsbehörden und anderen nationalen sowie europäischen Gremien zu den Kernbereichen der UCTE geworden.

Der durch die Kriegseinwirkung um 1991³ abgetrennte südosteuropäische Netzbereich der UCTE wurde am 10. Oktober 2004, nach umfangreichen Instandsetzungsarbeiten und Neubauten von Betriebsmitteln, wieder mit dem mitteleuropäischen Netz zusammengeschaltet, wodurch ein synchroner Netzbetrieb ermöglicht wurde. Das UCTE Netz vor 2004 ist in der Abbildung 1 gezeigt.

¹ Die Liberalisierung des Strommarktes führte mit der ersten Binnenmarktrichtlinie im Jahr 1996 (96/92/EG) zu einer Aufteilung der Elektrizitätswirtschaft in einen Wettbewerbs- und einen Regulierungsbereich. Dieser Schritt erforderte eine komplette Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft.

² „Vorhalten von Kraftwerksleistung und Energie zur jederzeit gesicherten Bereitstellung von elektrischer Energie innerhalb eines Elektrizitätswirtschaftlichen Systems, wobei die dafür vorgehaltene Leistung sowie Energie nicht im Rahmen der planmäßigen Bedarfsdeckung eingesetzt werden darf.“ (ÖNORM, 2001)

³ Kroatischer Unabhängigkeitskrieg, der letztendlich zur Abspaltung Kroatiens von Jugoslawien führte.

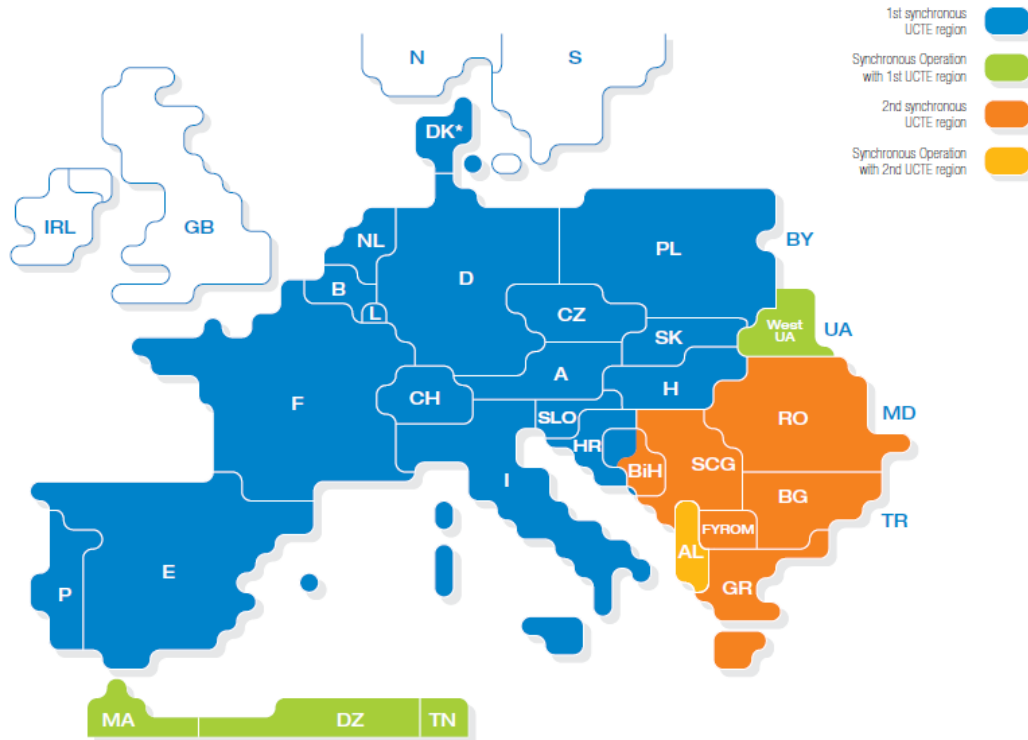


Abbildung 1: UCTE Netz vor 2004 (UCTE, 2003 S. 26)

Mit 1. Juli 2009 kam es zur Auflösung der UCTE (siehe Abbildung 2) und zur Übernahme der Aufgaben der UCTE durch das European Network of System Operators for Electricity (ENTSO-E).

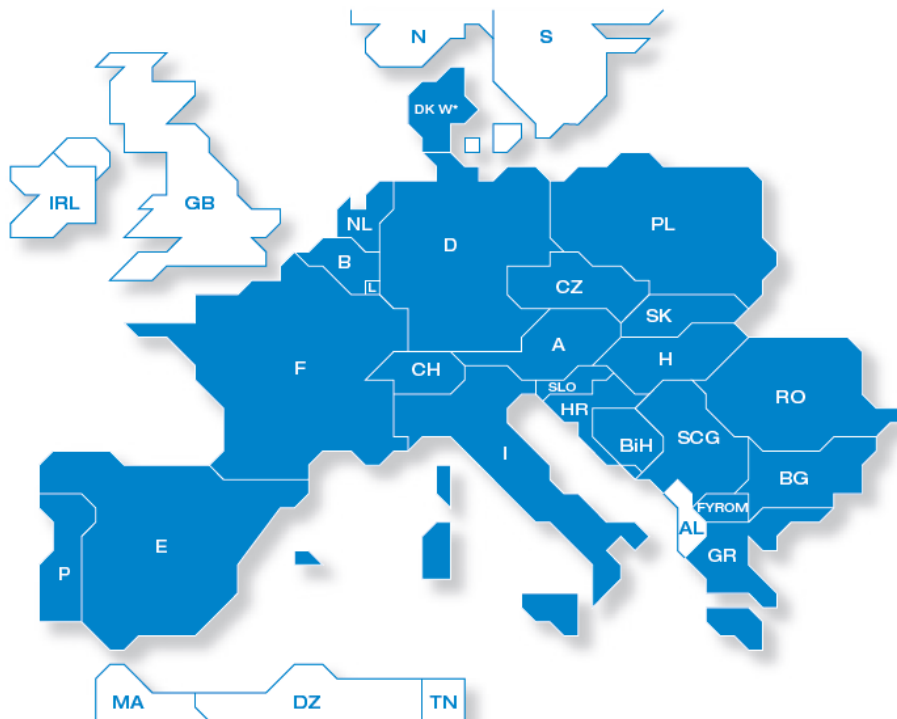


Abbildung 2: Mitgliedsländer der UCTE vor der Übernahme der Aufgaben durch die ENTSO-E (UCTE, 2004 S. 26)

2.1.3 European Network of System Operators for Electricity

Die Informationen über die ENTSO-E sind, so nicht anders beschrieben, (ENTSO-E, 2009) entnommen.

Mit 1. Juli 2009 übernimmt die ENTSO-E die Arbeit der bisherigen Übertragungsnetzbetreiber.

„Die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung beinhaltet neben den in Artikel 12 aufgeführten Aufgaben mindestens die folgenden Tätigkeiten:

[...] Vertretung des Übertragungsnetzbetreibers innerhalb des Europäischen Verbunds der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (nachstehend „ENTSO (Strom)“ genannt) [...]“ (Europäisches Parlament, et al., 2009 S. 73)

Durch diese Übernahme werden die fünf großen europäischen Verbundnetze:

- UCTE
- Association of the Transmission System Operators of Ireland (ATSOI)
- Baltic Transmission System Operators (BALTSO)
- NORDEL
- UK Transmission System Operators Association (UKTSOA)

unter einem Dachverband zusammengeschlossen (siehe Abbildung 3). Die ENTSO-E ist somit die gemeinsame Stimme dieser Netze und kümmert sich fortan um sämtliche technischen und marktspezifischen Fragen.

Die dritte EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2009/72/EG) überträgt der ENTSO-E die Aufgabe europaweite Planungen und Geschäftstätigkeiten durchzuführen. Durch die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels bekommt die ENTSO-E die Aufgabe einen optimalen Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten um somit den Handel und die Versorgung mit elektrischer Energie innerhalb des Verbandes zu ermöglichen. Durch diese Regulationen wird die Zusammenarbeit der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber gefordert, um eine fundierte Entwicklung des europäischen Übertragungsnetzes zu ermöglichen.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber einigten sich, dass die beste Umsetzung der dritten Binnenmarktrichtlinie die Gründung der ENTSO-E sei.

Die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber arbeiten weiterhin in ihren regionalen Gebieten, jedoch bietet sich nun die Möglichkeit über die ENTSO-E ihre Bedürfnisse auf regionaler oder europäischer Ebene zur Geltung zu bringen. Die Aktivitäten der ENTSO-E werden von den drei Komitees,

„Committee for System Development“, „System Operations and Market“ sowie der „Legal & Regulatory Group“ durchgeführt.

Die Aktivitäten umfassen unter anderem:

- verlässlicher Betrieb
- ein solides Wachstum des europäischen Netzes
- Versorgungssicherheit
- Erfüllung der Bedürfnisse des Energiebinnenmarktes und Förderung der Marktintegration
- Förderung einschlägiger Forschung und Entwicklung und die öffentliche Akzeptanz der Übertragungsnetz-Infrastruktur
- Beratung bei Fragen zur Energiepolitik

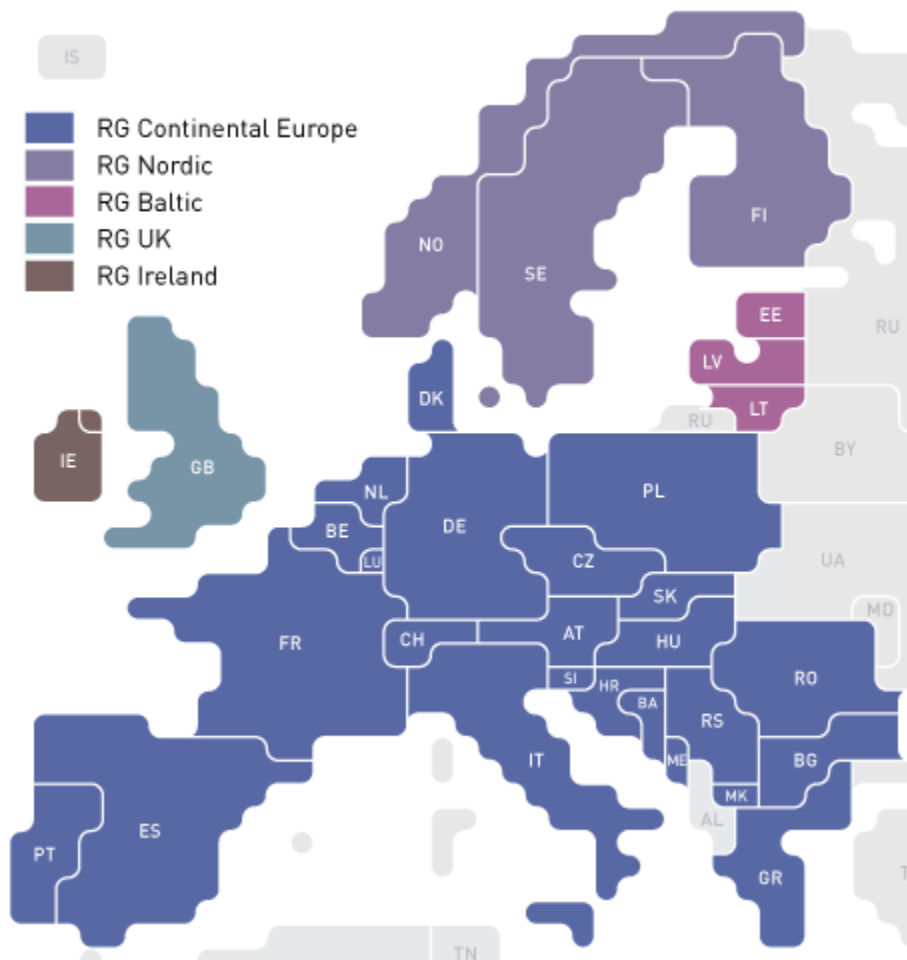


Abbildung 3: Mitglieder der ENTSO-E (ENTSO-E, 2009)

2.2 Aufgaben eines Verbundsystems

Das Verbundsystem ist der Zusammenschluss einzelner Übertragungsnetze zu einem synchronen Netzbereich mit dem primären Ziel die Kraftwerksreservehaltung der einzelnen Netze möglichst gering zu halten.

Betrachtet man zwei galvanisch getrennte Gebiete (siehe Abbildung 4 links) erkennt man, dass jeder Ort über sein eigenes Kraftwerk zur Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie verfügt. Da diese Kraftwerke aufgrund von Wartungsarbeiten und ungeplanten Ausfällen nicht das ganze Jahr in Betrieb sein können, müssen Reservekraftwerke errichtet werden, um eine durchgehende Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten (siehe Abbildung 4 Mitte). Installiert jeder Ort ein eigenes Reservekraftwerk führt das zu einer Reservehaltung von 100 % und ist dadurch mit hohen Kosten, die in jedem der beiden Orte anfallen, verbunden.

Wenn sich Ort A und B zu einem Verbundsystem zusammenschließen und in ein gemeinsames Reservekraftwerk investieren, kommt es zu einer Reduktion der Reservehaltung, die damit verbundenen Kosten sinken auf 50% (siehe Abbildung 4 rechts).

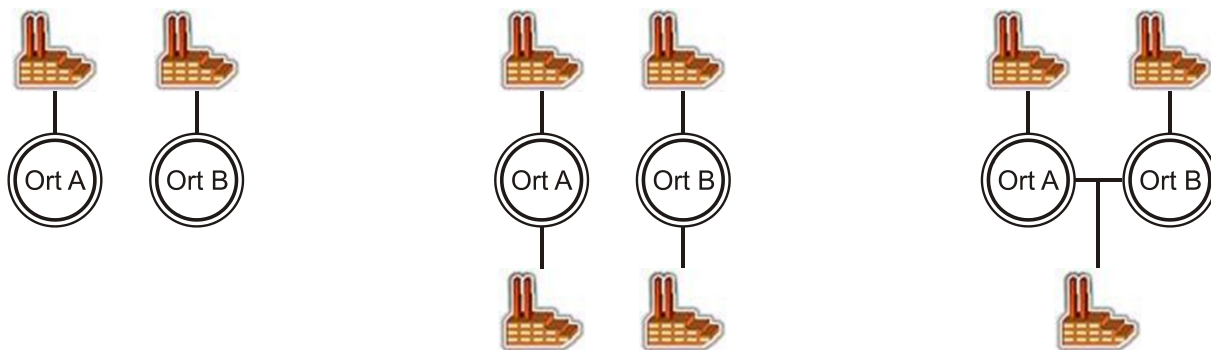


Abbildung 4: Reduktion der Reservehaltung in zwei Orten durch den Zusammenschluss zu einem Verbundnetz

Die Wahrscheinlichkeit, dass die Versorgungskraftwerke in beiden Orten zum selben Zeitpunkt ausfallen, ist gering und sinkt mit der Anzahl der Teilnehmer des Verbundsystems. Aufgrund der immer geringer werdenden Ausfallswahrscheinlichkeit bei großen Netzen reicht eine niedrige Reservehaltung für ein großes System aus. Im ehemaligen UCTE Netz wurde eine Reservehaltung von 5 % der gesamten Erzeugungskapazität erreicht. (UCTE, 2009 S. 2).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Verbundnetz zum Transport von grenzüberschreitender Regenergie über die Landesgrenzen der Mitgliedsländer hinaus dient. Genau für diesen Zweck wurden die Leitungen des Netzes ausgelegt, was heute zu Problemen im Netzbetrieb führen kann. Durch die Liberalisierung und die damit verbundene Öffnung des Strommarktes nehmen die

länderübergreifenden Stromhandelsgeschäfte zu. Daraus resultierend werden die Leitungen einer immer höheren Belastung ausgesetzt. Da aber die Leitungen nicht für den Stromhandel dimensioniert wurden, kommt es unter Umständen zu Engpässen im Netz (Todem, et al., 2009).

2.3 Technische Beschreibung lastflussrelevanter Netzelemente

2.3.1 Freileitungen und Kabel

Leitungen und Kabel sind die Transportwege der elektrischen Energie, welche bedingt durch ihre elektrischen Eigenschaften die für den Lastfluss⁴ bestimmenden Netzelemente sind. Der wesentliche Unterschied zwischen einer Freileitung und einem Kabel liegt darin, dass Kabel unter der Erde und Leitungen über der Erde, in Form der Freileitung verlaufen.

Abgesehen von dieser Unterteilung lässt sich noch sagen, dass Kabel kapazitiv betrieben, Leitungen jedoch meist induktiv betrieben werden. Diese Erkenntnis kann aus Tabelle 1 und Tabelle 2 gewonnen werden. Betrachtet man die Werte für die natürliche⁵ und die thermische⁶ Leistung erkennt man, dass die thermische Leistung des Kabels stets kleiner als dessen natürliche Leistung ist. Somit ergibt sich, dass ein Kabel immer unternatürlich, sprich kapazitiv, betrieben werden muss. Bei einer Freileitung hingegen ist die thermische Leistung größer als die natürliche Leistung, woraus sich ergibt, dass Freileitung auch übernatürlich betrieben werden können.

Ein weiterer Unterschied zwischen Kabel und Leitung ergibt sich bei Betrachtung des Verhältnisses von Reaktanz zu Widerstand, welches ein Maß für das Verhältnis von Blindverlusten zu Wirkverlusten darstellt.

⁴ Unter Lastfluss wird der Transport von elektrischer Energie über die Leitungen und Bauteile des Systems bezeichnet. In dieser Arbeit wird für den Lastfluss jedoch ein Leistungswert herangezogen, da immer der momentane Wert der transportierten Energie von Interesse ist.

⁵ Die natürliche Leistung ist jene Leistung, die über eine Leitung fließt wenn diese mit ihrem Wellenwiderstand abgeschlossen ist. Die Leitung wird bei natürlicher Belastung (natürlicher Leistung) weder kapazitiv (unternatürlich) noch induktiv (übernatürlich) betrieben. Sämtliche durch den unter- oder übernatürlichen Betrieb entstehenden Blindleistungstransporte auf der Leitung stehen in weiterer Folge nicht für den Transport von Wirkleistung zur Verfügung (Flosdorff, et al., 2005).

⁶ Die Leistung, die eine Leitung übertragen kann, ohne durch die resultierende Erwärmung zu stark zu altern (Muhr, et al. S. 6).

Tabelle 1: Parameter für typische Hochspannungskabel (Rechberger, 2005 S. 46)

Hochspannungskabel					
Kabeltyp	U_N [kV]	R' [Ω /km]	X' [Ω /km]	S_{nat} [MVA]	S_{therm} [MVA]
N2XS2Y 1x150 RM	20	0,1240	0,122	8,5	14
NAÖHKzRoA 3x1x400	110	0,0920	0,182	396,0	108
2XS(FL)2Y 1x1200 RM	220	0,0151	0,116	1152,0	310
2XS(FL)2Y 1x1200 RM	380	0,0151	0,119	3209,0	520

Tabelle 2: Parameter für typische Freileitungen (Rechberger, 2005 S. 46)

Freileitung					
Leitungstyp	U_N [kV]	R' [Ω /km]	X' [Ω /km]	S_{nat} [MVA]	S_{therm} [MVA]
Stalu 95/15	20	0,3060	0,355	1	12
2 Syst. Donau Stalu 240/40	110	0,1190	0,389	33	122
2er Bündel 2xStalu 240/40	220	0,05950	0,310	166	480
4er Bündel 4xStalu 240/40	380	0,0350	0,266	582	1659

- U_N Nennspannung
- R' Widerstandsbelag
- X' Reaktanzbelang
- S_{nat} natürliche Leistung
- S_{therm} thermische Leistung

Aus den Tabellen oben ist ersichtlich, dass Kabel aufgrund der geringeren R' und X' Werte verlustärmer sind und dadurch prinzipiell besser für den Transport elektrischer Energie geeignet wären. Jedoch sind Kabel in ihrer Verlegung teurer als Freileitungen, weshalb sie im Wesentlichen nur im städtischen Bereich eingesetzt werden. In Städten werden die höheren Kosten in Kauf genommen, da die nötigen Sicherheitsabstände⁷ für Freileitungen nicht eingehalten werden können und der Platz für die Errichtung von Freileitungsmasten meist nicht gegeben ist. Im UCTE-Teil des ENTSO-E Netzes beträgt der Kabelanteil an der Gesamtlänge aller Leitungen lediglich 1,5 % (1,6 % auf 220 kV und 1,2 % auf der 380 kV Spannungsebene) (ENTSO-E, 2008 S. 168,169). Abbildung 5 zeigt den Unterschied zwischen dem Aufbau eines städtischen Netzes (Madrid), links, zu einem „ländlichen“ Netz, rechts.

⁷ Bis 1000 V ist ein Sicherheitsabstand von 0,5 m einzuhalten, bei 1 kV bis 110 kV 2 m, bei 110 kV bis 220 kV 3 m und bei 220 kV bis 380 kV 4 m (Energie Steiermark, 2009).

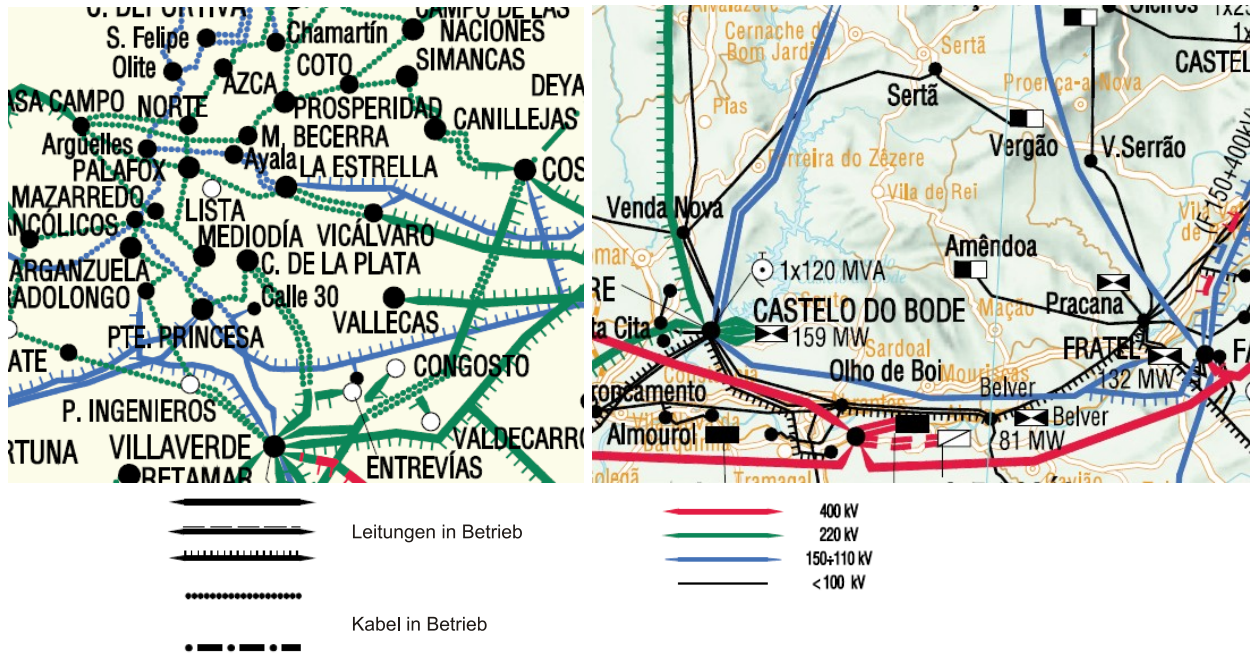


Abbildung 5: Unterschied des Netzaufbaus eines städtischen Netzes (links) zu einem nicht-städtischen Netz (rechts) (Sistema eléctrico ibérico y península, 2010)

2.3.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Generell wird das europäische Verbundnetz mit Wechselstrom (50 Hz) betrieben, High Voltage Direct Current-Links (HVDC) hingegen sind Leitungen die mit Gleichstrom bzw. Gleichspannung betrieben werden.

Bei der Übertragung mit Gleichstrom gibt es im stationären Betrieb keine Umladung von magnetischer und elektrischer Energie zwischen den Leitungskapazitäten und den Induktivitäten. Daraus resultiert, dass bei der Gleichstromübertragung die Blindleistung keine Rolle spielt und lediglich Wirkleistung übertragen wird. Da das Prinzip der Gleichstromübertragung auf einer Spannungsdifferenz der beiden verbundenen Knoten basiert, gibt es weder natürliche Leistung noch Stabilitätsprobleme, selbst bei großen Distanzen nicht. Es ergibt sich daher auch nicht die Notwendigkeit des Einsatzes von Kompensationsmitteln. Außerdem gibt es bei der Gleichstromübertragung keine Stromverdrängung und es entstehen auch keine dielektrischen Verluste in der Isolation (Oeding, et al., 2004 S. 835ff.).

Wenn nun Leistung über lange Distanzen übertragen werden muss, werden HVDC-Links eingesetzt. Um die Verluste entlang der Leitung möglichst gering zu halten, werden die HVDC-Links mit einer sehr hohen Spannung betrieben. HVDC-Links unterliegen nicht den Einschränkungen für lange

Leitungen, weshalb sie für die Überbrückung von langen Meeresstrecken, wie zum Beispiel zur Anbindung Englands an das ehemalige UCTE Netz, eingesetzt werden.

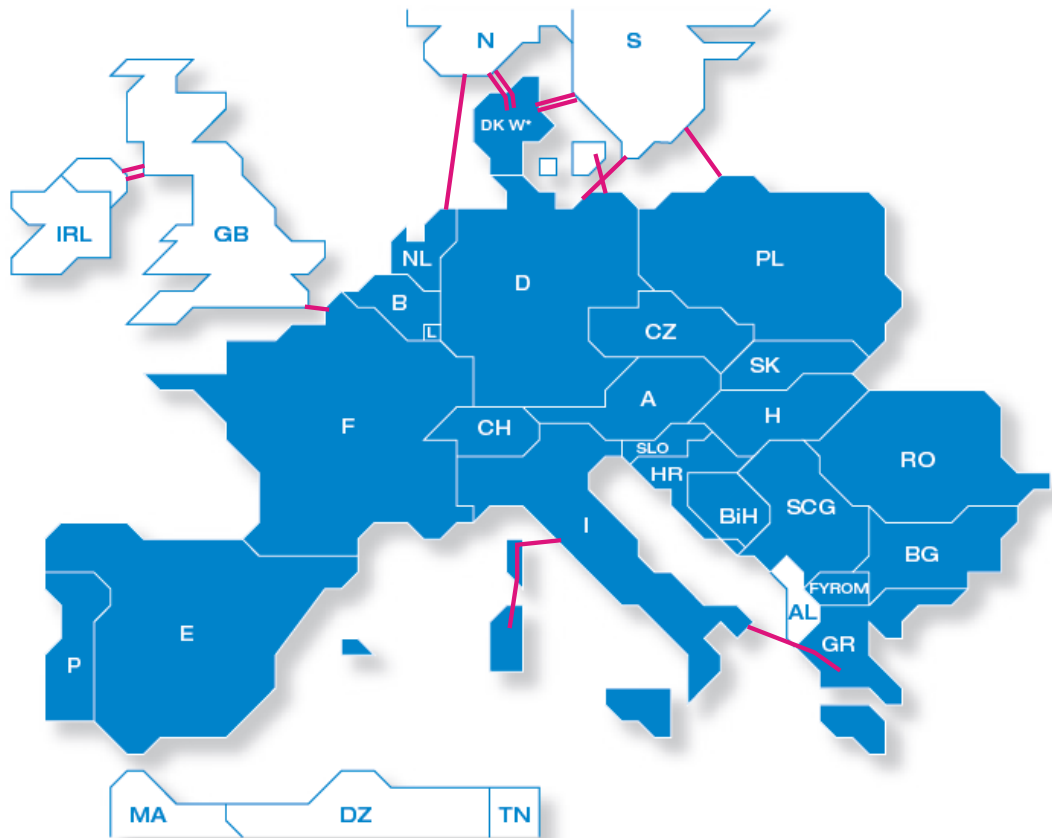


Abbildung 6: DC-Lines im UCTE Netz; Informationsquelle (UCTE, 2004 S. 26) sowie (UCTE, 2008)

2.3.3 Umspannwerke

In einem Stromnetz wird die elektrische Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern transportiert. Um die Verluste, die durch den Stromtransport entstehen, möglichst gering zu halten, sollte der Transport auf einem möglichst hohen Spannungsniveau geschehen⁸.

⁸ Für Wirkverluste und Blindleistungsbedarf: Je höher die Spannung desto niedriger die Verluste. Dies ist damit zu begründen, dass mit steigender Spannung der über die Leitung fließende Strom sinkt. Da die Wirkverluste und der Blindleistungsbedarf vom Quadrat des fließenden Stromes abhängen, kommt es bei geringerem Stromfluss zu geringeren Verlusten bzw. einem geringeren Blindleistungsbedarf (Oeding, et al., 2004 S. 390ff.).

Das österreichische Netz gliedert sich in sieben Netzebenen:

- Netzebene 1: 380 kV und 220 kV
- Netzebene 2: Umspannung von 380 kV u. 220 kV auf 110 kV
- Netzebene 3: 110 kV
- Netzebene 4: Umspannung von 110 kV auf 10 kV bis 30 kV
- Netzebene 5: 10 kV bis 30 kV
- Netzebene 6: Umspannung von 10 bis 30 kV auf 400 V
- Netzebene 7: 400 V

Die meisten Verbraucher sind jedoch auf niedrigem Spannungsniveau (400 V) angeschlossen. Ein Umspannwerk ist eine Einrichtung, in der durch die Verwendung von Transformatoren mehrere Spannungsebenen miteinander verbunden werden. Sie sind somit ein Knotenpunkt für die Verteilung der elektrischen Energie über mehrere Spannungsebenen hinweg.

2.3.4 Transformatoren

Transformatoren werden im Stromnetz dazu verwendet zwei Netzebenen mit unterschiedlichen Spannungsniveaus miteinander zu verbinden, wodurch es möglich wird, elektrische Energie zwischen diesen beiden Ebenen auszutauschen.

Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz gibt es zwei Spannungsebenen, die für den Stromtransport zur Verfügung stehen: die Höchstspannungsebene (mit 220 kV und 380 kV) sowie die Hochspannungsebene (110 kV). Da diese aufgrund der unterschiedlichen Spannungshöhen nicht direkt miteinander verbunden werden können, müssen Verbindungselemente verwendet werden. Diese Aufgabe wird von Transformatoren übernommen, die über ihr Übersetzungsverhältnis das Bindeglied zwischen den beiden Netzebenen unterschiedlicher Spannungshöhe sind.

Neben den Transformatoren, die zur Verbindung verschiedener Netzebenen zur Verfügung stehen, gibt es noch einige andere Bauformen:

- Regeltransformatoren
- Phasenschiebertransformatoren
- Autotransformatoren
- Block- oder Maschinentransformatoren
- Leistungstransformatoren
- Kleintransformatoren

- Verteiltransformatoren
- Andere.

In weiterer Folge wird in dieser Arbeit nur auf die Regel- und Phasenschiebertransformatoren eingegangen, da diese eine Möglichkeit zur Lastflusssteuerung bieten.

2.3.5 Längs-, Quer- und Schrägregler

Bei diesen Bauelementen handelt es sich um Sonderbauformen von Transformatoren, mit denen sich der Lastfluss innerhalb gewisser Grenzen steuern lässt. Mit diesen Reglern lässt sich in erster Linie, mit Ausnahme des Längsreglers, der nur die Spannungshöhe beeinflussen kann, eine gewollte Veränderung des Spannungswinkels zwischen Eingangs- und Ausgangsklemme des Transformators herbeiführen. Das jeweilige Ersatzschaltbild der drei Bauformen wird in Abbildung 7, die Zeigerdiagramme in Abbildung 8 dargestellt.

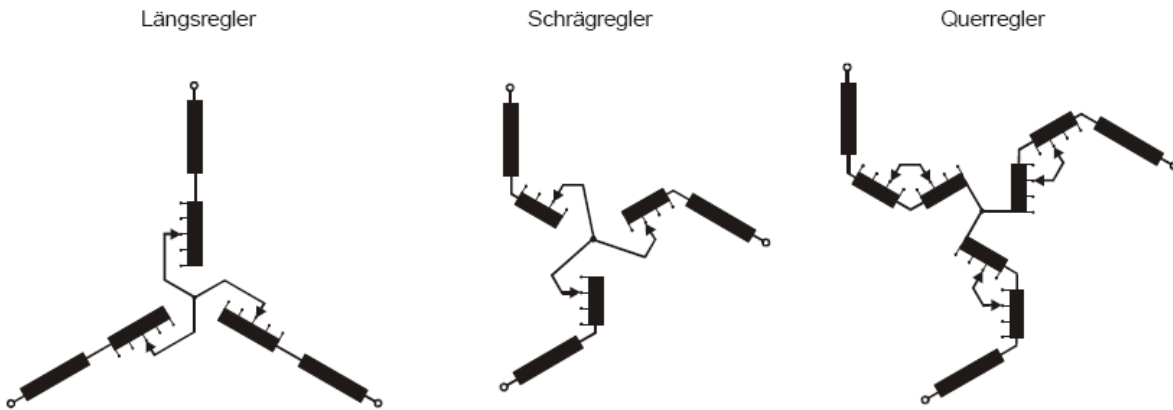


Abbildung 7: Ersatzschaltbild eines Längs-, Quer- und Schrägreglers (Renner, 2007 S. 11).

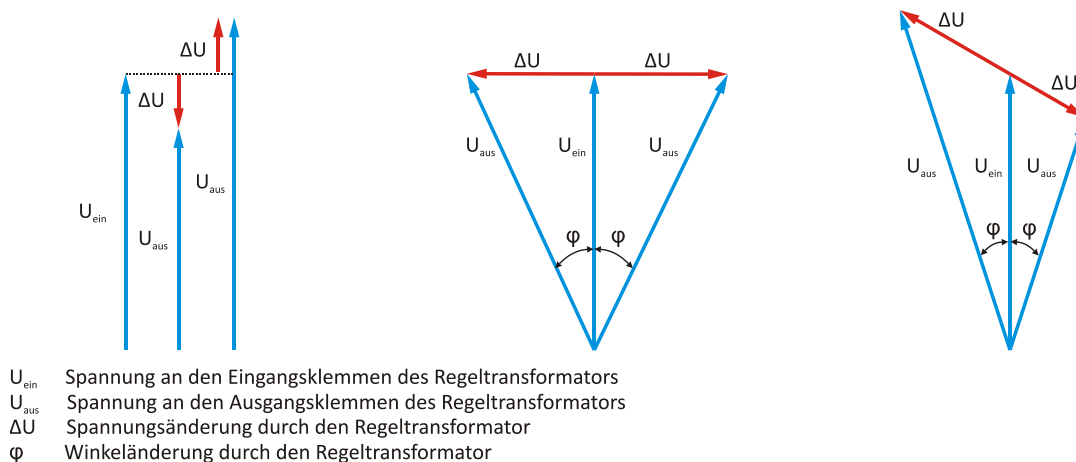


Abbildung 8: Zeigerdiagramme der Ersatzschaltbilder von Längs-, Quer- und Schrägreglers, angelehnt an (Schwab, 2006 S. 356ff.)

Durch die Verwendung dieser Regler kann man den Wirk- sowie Blindlastfluss im Netz beeinflussen, was durch Veränderung des Spannungswinkels und der Spannungshöhe erreicht wird.

In einem Übertragungsnetz gibt es einen starken Zusammenhang zwischen Blindleistung und Spannungshöhe (Schwab, 2006 S. 637). Daraus ergibt sich, dass, sobald eine Spannungsänderung an einem der Knoten oder an einer Leitung stattfindet, sich die Blindleistung bzw. der Blindlastfluss ebenso ändert. Es folgt daraus, dass jene Regeltransformatoren (Längs- und Schrägeregler), die den Betrag der Spannung ändern, ebenso einen Einfluss auf die Blindleistung haben.

Im Kapitel 2.3.6.1 wird der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Knotenspannungswinkel in Gleichung 2.2 näher erläutert. Aus dieser Gleichung lässt sich schließen, dass eine Veränderung des Knotenspannungswinkels auch eine Veränderung des Wirklastflusses mit sich führt. Es gilt also, dass die Regeltransformatoren (Quer- und Schrägeregler), die den Winkel zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung am Transformator verändern, den Wirklastfluss beeinflussen.

2.3.6 Phasenschiebertransformatoren

Unter einem Phasenschiebertransformator (*PST*) versteht man eine weitere Sonderbauform des Transformators, welcher zu der Gruppe der Regeltransformatoren gehört, der jedoch ausschließlich zur Steuerung des Lastflusses dient (Dummer, et al., 2006 S. 3). Der PST wird dazu verwendet stark be- oder überlastete Leitungen im Netz zu entlasten. Dieser Effekt kann auf zwei Arten erreicht werden. Entweder wird der PST auf einer bereits stark be- oder überlasteten Leitung angebracht und entlastet diese Leitung über eine Leistungsverdrängung, oder er wird auf einer anderen Leitung angebracht und schafft es so, die stark be- oder überlastete Leitung durch zusätzliche Leistungsaufnahme zu entlasten.

2.3.6.1 Funktionsweise eines Phasenschiebertransformators

Zur Erklärung der Funktionsweise des PST wird ein einfaches Netz, bestehend aus zwei Parallelleitungen zwischen den Knoten A und B (siehe Abbildung 9), angenommen. In diesem Netz wird im Knoten A elektrische Energie eingespeist und im Knoten B kommt es zur Entnahme der Energie. Die Aufteilung der transportierten Energie erfolgt auf Grund der Leitungsparameter (Impedanz der Leitung 1 (Z_1) und Impedanz der Leitung 2 (Z_2)). Die Leitung mit der höheren Impedanz führt aufgrund der physikalischen Abhängigkeiten einen geringeren Lastfluss und transportiert aus diesem Grund in einer Momentanwertbetrachtung weniger Leistung als die

Leitung mit der geringeren Impedanz. Der Einfachheit halber wird in diesem Beispiel nur die Wirkleistung betrachtet, Verluste auf der Leitung sowie im PST werden vernachlässigt. Es gilt für den PST derselbe Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung sowie zwischen Knotenspannungswinkel und Wirkleistung. Jedoch ist bei einem PST das Hauptaugenmerk auf die Beeinflussung des Lastflusses und hier im Wesentlichen der Wirklastfluss, und nicht auf den Einsatz als Kompensationseinrichtung gerichtet.

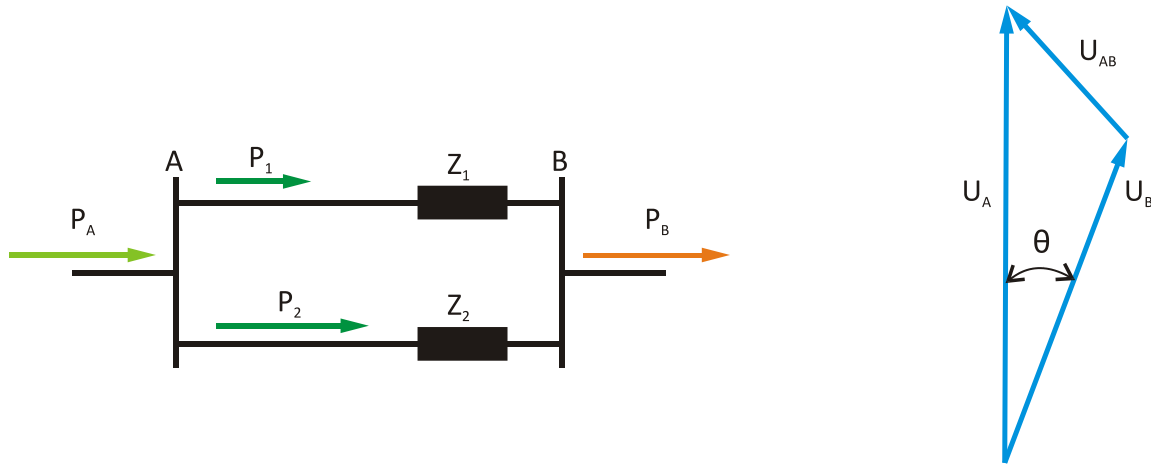


Abbildung 9: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer Parallelleitung ohne Phasenschiebertransformator (Dummer, et al., 2006 S. 2)

In der Abbildung 9 sei die Impedanz der Leitung 1 (Z_1) größer als die der Leitung 2 (Z_2), demnach wird die Leitung 2 einen höheren Anteil der Gesamtenergie übertragen als die Leitung 1.

Dem Zeigerdiagramm kann man die Verhältnisse der einzelnen Spannungen zueinander entnehmen.

Folgende Gleichungen können zur Beschreibung des Wirklastflusses über eine Leitung herangezogen werden (Dummer, et al., 2006 S. 3):

$$P_{AB} = P_1 + P_2 \quad 2.1$$

$$P_i = \frac{U_A \cdot U_B}{X_i} \cdot \sin(\theta) \quad 2.2$$

P_{AB} Leistung, die von Knoten A zu Knoten B transportiert wird

P_1 Leistung über die Leitung 1

P_2 Leistung über die Leitung 2

P_i Leistung über die Leitung i

U_A Spannung am Knoten A

U_B Spannung am Knoten B

X_i	Reaktanz der Leitung i
θ	Spannungswinkeldifferenz zwischen den beiden Knoten

Wird nun der Fall angenommen, dass Leitung 2 nahe an ihrem Limit betrieben wird, so stellt das einen nicht erwünschten Zustand dar, vor allem wenn Leitung 1 noch weitgehend unausgelastet ist.

Um die Leitung 2 zu entlasten wird in diesem Beispiel ein PST an der Leitung 1 angebracht, mit dem Ziel den Lastfluss zwischen den beiden Leitungen zu vergleichmäßigen. Vereinfacht kann man sich den PST als eine Spannungsquelle vorstellen, welche eine, je nach Bauart des PSTs (bei einem unsymmetrischen PST 90° (Dummer, et al., 2006 S. 3), unter Vernachlässigung der Transformatorreaktanz X_T) phasenverschobene Spannung auf der Leitung einprägt. Durch diese zusätzliche Spannung kommt es zu einer Veränderung des Phasenwinkels zwischen den Spannungen U_A und U_B , außerdem steigt der Strom über die Leitung, was zur Folge hat, dass ein erhöhter Spannungsabfall an der Leitungsimpedanz (ΔU_{z1}) erfolgt. Diese Änderung des Phasenwinkels führt in weiterer Folge (siehe Gleichung 2.3) zu einer Änderung des Lastflusses entlang der Leitung und über das Leistungsgleichgewicht (siehe Gleichung 2.1) zu einer Änderung des Lastflusses entlang der Parallelleitung.

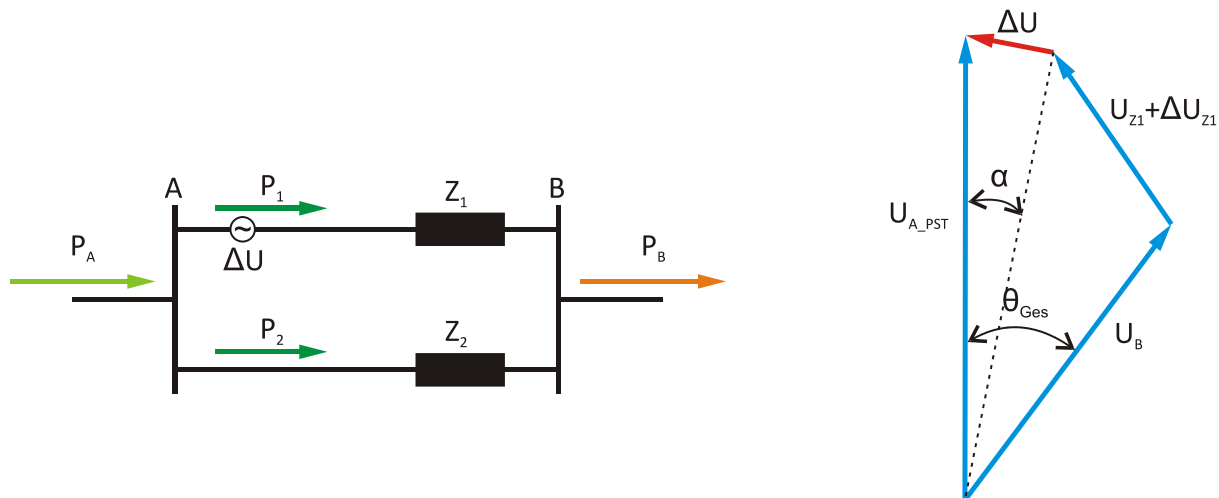


Abbildung 10: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer Parallelleitung mit Phasenschiebertransformator (Dummer, et al., 2006 S. 3)

Vergleicht man das Zeigerdiagramm der Abbildung 9 mit dem der Abbildung 10, erkennt man, dass es aufgrund des Einsatzes des PSTs zu einer Änderung des Winkels zwischen den Spannungen U_A und U_B kommt. Daraus resultiert eine Änderung des Lastflusses, in diesem Fall kommt es zu einer Erhöhung der Leistung auf der Leitung 1. Unter Berücksichtigung der Formel 2.1 ergibt sich, dass die Leitung 2 durch die erhöhte Belastung der Leitung 1 weniger belastet ist.

Die Formel für den Lastfluss der Leitung mit PST lautet:

$$P_i = \frac{U_A \cdot U_B}{X_i + X_T} \cdot \sin(\theta + \alpha) = \frac{U_A \cdot U_B}{X_{Ges}} \cdot \sin(\theta_{Ges}) \quad 2.3$$

α Durch den Phasenschiebertransformator hervorgerufener Winkel

X_T Reaktanz des PSTs

2.3.6.2 Betriebsarten eines Phasenschiebertransformators

Die drei Betriebsarten des PSTs lassen sich der Abbildung 11 entnehmen, wobei der zusätzliche Spannungsabfall an der Impedanz (ΔU_{z1}) und die Transformatorreaktanz (X_T) vernachlässigt wurden, da diese für das Verständnis der Betriebsarten irrelevant sind:

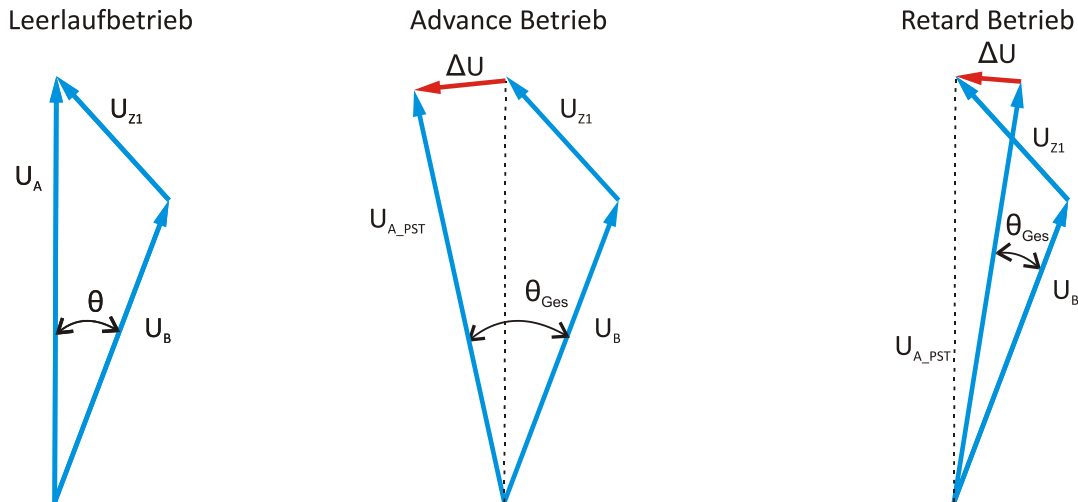


Abbildung 11: Zeigerdiagramm für Leerlauf, Advance-Betrieb, Retard-Betrieb jeweils unter Vernachlässigung von ΔU_{z1} (Dummer, et al., 2006 S. 6)

Leerlaufbetrieb:

Der PST ruft keine Winkeländerung hervor. Dadurch kommt es auch auf den Leitungen zu keiner Lastflussänderung.

Advance-Betrieb:

Der Einsatz des PST führt zu einer Erhöhung des Spannungswinkels zwischen den Knoten A und B und resultiert damit in einer Erhöhung des Lastflusses auf der Leitung an der der PST angebracht ist.

Retard-Betrieb:

Durch den PST kommt es auf der Leitung zu einer Reduktion des Spannungswinkels zwischen den Knoten A und B. Daraus resultiert, dass der Lastfluss dieser Leitung geringer wird.

2.3.6.3 Bauarten eines Phasenschiebertransformators

Da es eine Vielzahl unterschiedlicher Bauarten von PSTs gibt, wird hier nur auf die Unterscheidung zwischen asymmetrischen (Abbildung 12) und symmetrischen (Abbildung 13) PST eingegangen, um die funktionellen Unterschiede aufzuzeigen.

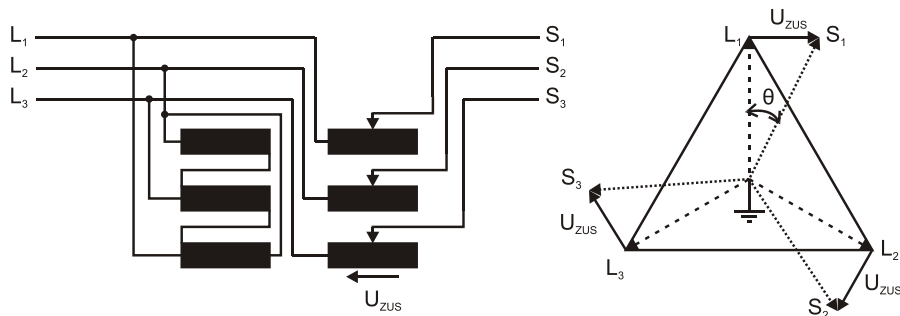


Abbildung 12: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm eines asymmetrischen PST (Dummer, et al., 2006 S. 4)

Der asymmetrische PST beeinflusst nicht nur die Wirkleistung, sondern auch die Blindleistung auf einer Leitung, wie man dem Zeigerdiagramm der Abbildung 12 (L steht für Load (Last) und S für Source (Quelle)) entnehmen kann. Wie bereits in Kapitel 2.3.5 erwähnt, kommt es durch die Änderung der Spannungshöhe zu einer Veränderung des Blindlastflusses, der Wirklastfluss wird über den Spannungswinkel beeinflusst.

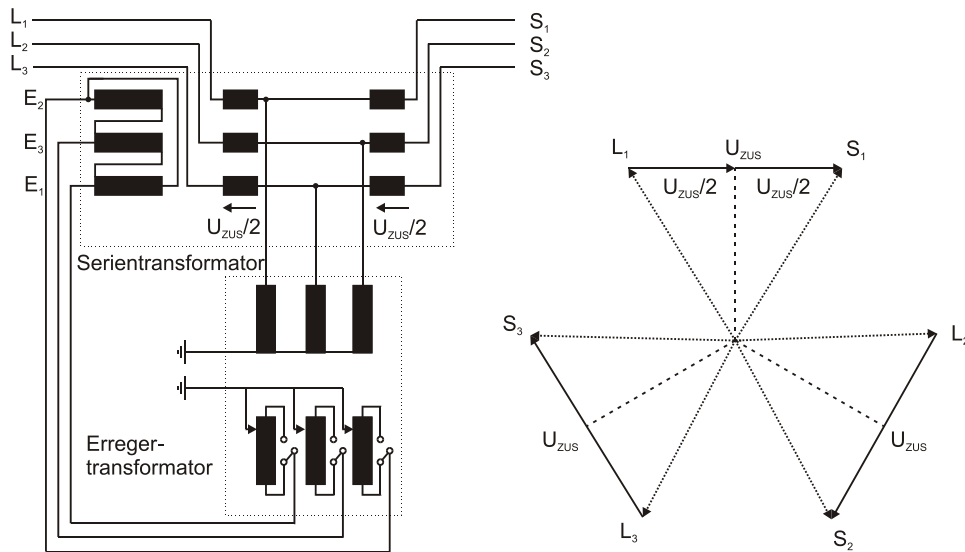


Abbildung 13: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm eines symmetrischen PST (Dummer, et al., 2006 S. 5)

Wie man im Zeigerdiagramm der Abbildung 13 erkennen kann, bleibt der Betrag der Spannung vor und nach dem PST gleich. Dadurch wird von dieser Bauart des PST nur die Wirkleistung und damit der Wirklastfluss entlang einer Leitung beeinflusst.

Neben den beiden gezeigten Typen lassen sich Phasenschiebertransformatoren nach folgenden Gesichtspunkten unterteilen (Verboomen, et al., 2005 S. 2):

- Direkter PST, basierend auf einem Dreiphasenkern. Die Phasenänderung resultiert aus der richtigen Verbindung der einzelnen Windungen.
- Indirekter PST, bestehend aus zwei verschiedenen Transformatoren. Ein einstellbarer Erregertransformator zur Regelung der Spannungshöhe und ein Serientransformator zum Einspeisen einer Spannung im gewünschten Winkel.
- Asymmetrischer PST, erzeugt eine Änderung der Spannungshöhe und bewirkt eine Winkeländerung.
- Symmetrischer PST, bewirkt lediglich eine Winkeländerung bei gleichbleibender Spannungshöhe.

2.3.6.4 Phasenschiebertransformatoren in Österreich

Aufgrund der ständigen Überlastung des österreichischen Höchstspannungsnetzes wurden im August 2006 drei je 500 Tonnen schwere Transformatoren installiert, um die Versorgungssicherheit im Süden Österreichs behelfsmäßig aufrecht erhalten zu können. Die drei PSTs (es handelt sich um indirekte, asymmetrische PSTs), deren Investitionskosten rund 30 Million Euro betragen, befinden sich in den Umspannwerken Ternitz, Ernthofen und Tauern, diese dienen als vorzeitiger Ersatz für die Schließung des 380 kV Rings in Österreich. (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund), 2010)

Die Problematik, die sich durch den Einsatz der PSTs in Kombination mit der Lücke im 380 kV Netz ergibt, ist wie folgt: Es wird zwar eine physikalische Leitungsüberlastung der Leitungen nach Süden verhindert, jedoch um den Preis, dass in Zeiten hoher Leitungsauslastungen der Süden unter Umständen nicht mehr zur Gänze versorgt werden kann. (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund), 2010)

Die Transportkosten der PSTs, bestehend aus je einem Serientransformator mit einem Gewicht von 253 t und einem Erregertransformator mit 242 t beliefen sich auf 1,3 Millionen Euro. Die Transport- und Investitionskosten müssen von der APG getragen werden, da durch den fehlenden 380 kV Ringschluss eine Sicherung der Stromversorgung des Südens nur mittels PSTs gewährleistet werden

kann. Dies stellt jedoch nur eine Notlösung dar, da durch den stetig steigenden Stromverbrauch die PSTs bald an ihren Limits ankommen werden. (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund), 2010)

2.3.7 Flexible Alternating Current Transmission Systems

Die Informationen dieses Abschnittes stammen, so nicht anders beschrieben, aus (Schwab, 2006).

Eine weitere Möglichkeit den Lastfluss zu beeinflussen ist die Verwendung von Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS).

„FACTS-Elemente ermöglichen eine kontrollierte Steuerung der Leitungsströme, im speziellen bei Störungen, wodurch elektrische Netze weniger Reserve benötigen. Die Steuerung erfolgt durch Veränderung der Leitungsimpedanzen (Kompensation) als auch durch das Einbringen von Längsspannungen in Leitungen und Querströmen in Netzknoten. Diese Elemente bewirken gleiches wie auch Längs-, Quer- und Schrägregeltransformatoren. Während die Schalthäufigkeit der Transformatoren gering ist und in diskreten Stufen geschaltet wird, arbeiten FACTS-Elemente mit minimaler Verzögerung kontinuierlich. Sie erlauben damit den Netzbetrieb nahe der technischen Belastbarkeit und Stabilitätsgrenze. Wird ein bestehendes Netz nachgerüstet, kann dies oft mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichgesetzt werden.“ (Fabian, et al., 2010 S. 5)

Die Unterscheidung der verschiedenen FACTS-Elemente erfolgt über ihre Einbauweise. Man unterscheidet zwischen paralleler und serieller Einbauweise. Außerdem besteht die Möglichkeit eine Kombination der beiden Einbauweisen oder eine Kombination aus parallelem mit parallelem und seriell mit seriell Einbau zu realisieren. Abbildung 14 zeigt die verschiedenen Einbaumöglichkeiten.

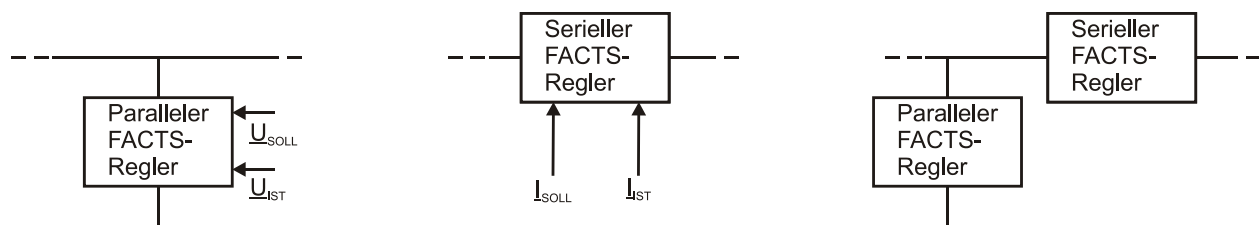


Abbildung 14: Einbauarten von FACTS-Elementen (Schwab, 2006 S. 412)

Serielle Kompensation wird eingesetzt um gezielt Lastflüsse auf Leitungen zu beeinflussen, oder um eine Spannungserhöhung oder Verringerung entlang einer Leitung zu erreichen. Serielle Kompensationseinrichtungen sind:

- Thyristor-Controlled Series Capacitor
- Static Synchronous Series Compensator

Die parallele Kompensation hingegen bewirkt eine Einspeisung oder Reduktion von kapazitiver oder induktiver Blindleistung. Ein um 90° zur Spannung verschobener Strom führt dazu, dass es zu keinem Wirkleistungsaustausch kommt. Je nachdem ob kapazitive oder induktive Blindleistung eingespeist wird, kommt es zu einer Erhöhung oder Verringerung der Knotenspannung. Diese Kompensation wird zur Abstützung der Spannung herangezogen. Zu den parallelen Kompensationseinrichtungen gehören:

- Thyristor-Controlled Reactor
- Thyristor-Switched Capacitor
- Static VAR Compensator
- STATCOM

Unter kombinierten FACTS-Elementen versteht man ein gemeinsames Wirken von sowohl seriellen als auch parallelen Kompensationseinrichtungen. Dadurch wird eine gezielte Steuerung von Blind- und Wirklastflüssen ermöglicht, sowie eine optimale Spannungshaltung. Zu den kombinierten FACTS-Elementen zählen:

- Unified Power Flow Controller
- Dynamic Power-Flow Controller

3 Lastflussrechnung in einem Verbundnetz

Die Kenntnis über die Verteilung des Lastflusses in einem Verbundnetz ist für einen ordnungsgemäßen Betrieb des Netzes von entscheidender Bedeutung. Daher ist es notwendig den Lastfluss möglichst genau berechnen zu können. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft und der daraus resultierenden Notwendigkeit der Lastflussrechnung. Abschließend werden Methoden zur Berechnung des Lastflusses behandelt.

3.1 Netz- und leitungsbezogene Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft unterscheidet sich in mancher Hinsicht von anderen Wirtschaftsparten. In diesem Kapitel werden einige dieser Besonderheiten (Todem, 2004 S. 12ff.) und ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem erörtert.

3.1.1 Leitungsgebundenheit

Die Besonderheit der Leitungsgebundenheit berücksichtigt, dass für die Versorgung und den Transport elektrischer Energie Leitungen vorhanden sein müssen. Dadurch, dass in einem Gebiet meist nur ein Netzbetreiber Leitungen besitzt und somit nur diese Leitungen zum Stromtransport zur Verfügung stehen, kommt es zu einer Monopolstellung dieses Netzbetreibers. Man spricht dabei von einem „natürlichen Gebietsmonopol“. Diese Monopolstellung ist jedoch sinnvoll, da bei leitungsgebundenen Gütern eine Vermeidung von Doppel- oder Mehrfachinvestitionen für den Leitungsausbau wirtschaftlich optimal ist.

3.1.2 Netzgebundenheit

Eine weitere Besonderheit in der Elektrizitätswirtschaft ist die Netzgebundenheit. Diese unterscheidet sich zu anderen netzgebundenen Branchen, wie z.B. dem Bahnbetrieb, dadurch, dass sich der Transportfluss⁹ nicht steuern lässt. Ausnahmen bilden die in den Kapiteln 2.3.5, 2.3.6 sowie 2.3.7 genannten Methoden, welche jedoch nur innerhalb gewisser Grenzen auf den Lastfluss

⁹ In der Elektrizitätswirtschaft stellt die transportierte elektrische Energie den Transportfluss dar. Im Bahnnetz sind damit die Züge selbst, welche sich bekanntlich steuern lassen, gemeint.

Einfluss nehmen können. Der Lastfluss gehorcht nur den Gesetzen der Physik, basierend auf dem ohmschen Gesetz und den kirchhoffschen Regeln, wodurch sich die Notwendigkeit einer Berechnung zur Ermittlung des Lastflusses ergibt.

Abgesehen von der Notwendigkeit der Berechnung des Lastflusses muss ein genauer Kraftwerkeinsatzplan erstellt werden.

3.1.3 Fehlende Speicherbarkeit

Eine große Schwierigkeit der Elektrizitätswirtschaft ist, dass man elektrische Energie nicht in vernünftigem Maß wirtschaftlich speichern kann. Daraus ergibt sich die Problematik, dass immer genau so viel elektrische Energie erzeugt werden muss, wie im jeweiligen Zeitpunkt benötigt wird. Dies beinhaltet den aktuellen Verbrauch aber auch die Verluste, die durch den Transport entstehen. Aus dieser Anforderung folgt, dass der Kraftwerkspark auf den maximalen Verbrauch (Spitzenlast) ausgelegt sein muss. Dieser sogenannte Spitzenlastfall tritt aber nur wenige Stunden im Jahr auf (siehe Abbildung 15). Daraus ergibt sich, dass mehr Kraftwerke installiert werden müssen, als im Großteil des Jahres, zur Deckung der Grundlast benötigt werden. Außerdem muss bei einem Kraftwerksausfall genügend Reservekapazität vorhanden sein, um selbst in Spitzenlastzeiten den Bedarf decken zu können.

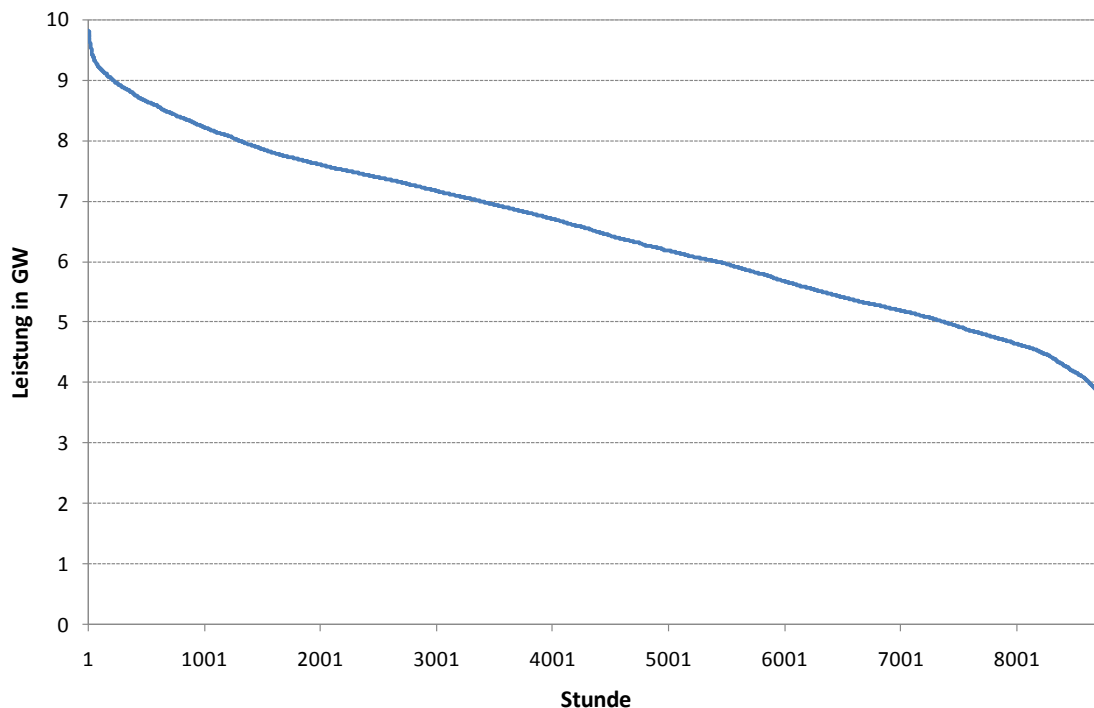


Abbildung 15: Dauerlinie von Österreich aus dem Jahr 2008 (ENTSO-E, 2009)

3.1.4 Dargebotsabhängige Energieerzeugung und bedarfsgerechte Energieerzeugung

Neben den bisher erwähnten Besonderheiten gibt es noch die Eigenheit, dass es Erzeugungsquellen elektrischer Energie gibt, die keine steuerbare Erzeugung aufweisen, sondern deren Erzeugung von gewissen Faktoren abhängt. Während zum Beispiel Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke bedarfsgerecht¹⁰ erzeugen können, sind Wind- und Laufwasserkraftwerke sowie solarthermische Kraftwerke dargebotsabhängige Kraftwerkstypen. Die von diesen Kraftwerken erzeugte Energie passt sich nicht dem Verbrauch an, sondern hängt von der momentanen Verfügbarkeit der jeweiligen Primärenergien ab. Die Verfügbarkeit ist wiederum von exogenen Faktoren wie z.B. Jahreszeit, Sonneneinstrahlung, Windstärke etc. abhängig.

3.2 Wechselstrom-Lastflussrechnung

Die in Kapitel 3.1 genannten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft führen dazu, dass die Information über die Auslastung der Netzelemente und den tatsächlichen physikalischen Lastfluss sehr wichtig für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb sind. Aus den Ergebnissen der Lastflussrechnung lässt sich auf den Belastungsgrad der Netzelemente zurückschließen und daraus Möglichkeiten für eine Entlastung ableiten. Diese Information ist von großer Wichtigkeit, da eine überlastete Leitung einen nicht ordnungsgemäßen Zustand des Systems darstellt. Eine Überlastung kann in weiterer Folge zu einem Ausfall der Leitung führen, der schlimmstenfalls ein Gesamtsystemversagen mit sich bringen kann.

Für die Berechnung des Lastflusses ist es notwendig die Gegebenheiten des elektrischen Energiesystems in Form eines Modells darzustellen. Unter einem Modell versteht man in diesem Zusammenhang die Abbildung der Realität in Form von mathematischen Gleichungen und deren Zusammenhang. In dieser Arbeit werden die Netzelemente durch π -Ersatzschaltbilder (siehe Abbildung 16) dargestellt.

¹⁰ Sie passen ihre Erzeugung dem momentanen Bedarf an.

3.2.1 Gleichungssystem der Wechselstrom-Lastflussrechnung

Zur Ermittlung des Gleichungssystems für den AC-Lastfluss wird das π -Modell einer Leitung, welches in Abbildung 16 dargestellt ist, herangezogen. Die in diesem Kapitel dargestellten Gleichungen entsprechen der Ausführung von (Andersson, 2008).

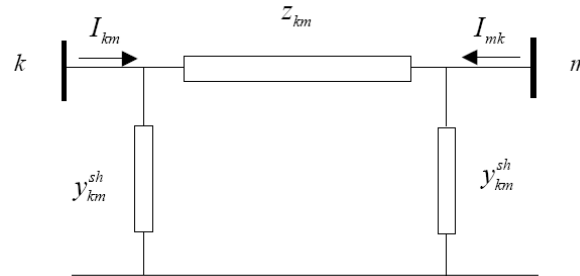


Abbildung 16: π -Modell einer Leitung (Andersson, 2008 p. 7)

Mit:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km} \quad 3.1$$

$$Y_{km}^{sh} = G_{km}^{sh} + jB_{km}^{sh} \quad 3.2$$

Z_{km}	Impedanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
R_{km}	Widerstand der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
X_{km}	Reaktanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
Y_{km}^{sh}	Koppeladmittanz (Shunt) der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
G_{km}^{sh}	Wirkanteil der Koppeladmittanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
B_{km}^{sh}	Blindanteil der Koppeladmittanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

Für die anschließend verwendeten Netzgleichungen wird die Knotenadmittanzmatrix benötigt, welche sich aus dem Kehrwert der Impedanz der Leitung ergibt. In den Gleichungen wird in diesem Schritt von absoluten Werten (Großschreibung der Variablen) auf bezogene Werte (Kleinschreibung der Variablen) (siehe Kapitel 3.3.1) gewechselt.

$$y_{km} = z_{km}^{-1} = g_{km} + jb_{km} \quad 3.3$$

y_{km}	Admittanz pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
z_{km}	Impedanz pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
g_{km}	Wirkleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
b_{km}	Blindleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

Aus der Formel für y_{km} lassen sich der Blind- und Wirkleitwert über folgenden Rechenschritt herleiten:

$$g_{km} + jb_{km} = \frac{1}{r_{km} + jx_{km}} \quad | \cdot \frac{r_{km} - jx_{km}}{r_{km} - jx_{km}} \quad 3.4$$

$$g_{km} + jb_{km} = \frac{r_{km} - jx_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad 3.5$$

Eine separate Betrachtung der Real- und Imaginärteile liefert die Gleichungen für den Wirk- sowie Blindleitwert:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad 3.6$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad 3.7$$

g_{km} Wirkleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

b_{km} Blindleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

Aus Abbildung 16 lässt sich der Strom mittels Knotenregel festlegen als:

$$i_{km} = i_{Shunt} + i_{Leitung} \quad 3.8$$

i_{Shunt} Strom durch Y_{km}^{sh}

$i_{Leitung}$ Strom durch Z_{km}

Unter Verwendung der Maschenregel kann man die Ströme i_{Shunt} und $i_{Leitung}$ aus den Spannungen ermitteln:

$$i_{Shunt} = e_k \cdot y_{km}^{sh} \quad 3.9$$

$$i_{Leitung} = (e_k - e_m) \cdot y_{km} \quad 3.10$$

Aus den Gleichungen 3.8 bis 3.10 ergeben sich die Ströme i_{km} und i_{mk} in Matrixschreibweise wie folgt:

$$\begin{pmatrix} i_{km} \\ i_{mk} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{km} + y_{km}^{sh} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} + y_{km}^{sh} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} e_k \\ e_m \end{pmatrix} \quad 3.11$$

Dabei handelt es sich bei i_{km} und i_{mk} um die komplexen Ströme auf der Leitung vom Knoten k zum Knoten m bzw. in die Gegenrichtung und bei e_k und e_m um die komplexen Spannungen im Knoten k und Knoten m.

Nachdem die Gleichungen für die Ströme entlang einer Leitung definiert wurden, werden nun die Wirk- sowie Blindanteile des Lastflusses über die Leitung ermittelt.

Da der Wirkanteil der Koppeladmittanz in Hoch- und Höchstspannungsnetzen vernachlässigbar klein ist (Schwab, 2006 S. 400), wird von y_{km}^{sh} lediglich jb_{km}^{sh} berücksichtigt. Es ergibt sich der Strom entlang der Leitung vom Knoten k zum Knoten m als:

$$i_{km} = y_{km} (e_k - e_m) + jb_{km}^{sh} e_k \quad 3.12$$

Für die Scheinleistung entlang einer Leitung gilt:

$$S_{km} = e_k i_{km}^* \quad 3.13$$

Bei i_{km}^* handelt es sich um den konjugiert-komplexen¹¹ Strom i_{km} . Die komplexe Spannung e_k bzw. e_m lässt sich in anderer Schreibweise darstellen:

$$e_k = u_k \cdot e^{j\theta_k} = u_k \cdot [\cos(\theta_k) + jsin(\theta_k)] \quad 3.14$$

Aus den Gleichungen 3.12 bis 3.14 lässt sich die Scheinleistung entlang einer Leitung errechnen.

$$S_{km} = y_{km}^* u_k e^{j\theta_k} (u_k e^{-j\theta_k} - u_m e^{-j\theta_m}) - jb_{km}^{sh} u_k^2 \quad 3.15$$

Wobei es sich bei u_m und u_k um die Beträge der Spannungen in den Knoten m und k und bei θ_m und θ_k um die Winkel der Spannungen in diesen Knoten handelt.

¹¹Unter einer konjugiert-komplexen Größe versteht man, dass sich bei einer komplexen Zahl das Vorzeichen des Imaginärteiles umkehrt, d.h. aus $1+j2$ wird $1-j2$.

Die Scheinleistung setzt sich wie folgt aus Wirk- und Blindleistung zusammen:

$$S_{km} = p_{km} + jq_{km} \quad 3.16$$

Durch Aufteilung der Gleichung 3.15 in Imaginär- und Realteil ergeben sich die Gleichungen für Wirk- und Blindleistung entlang der Leitung.

$$p_{km} = u_k^2 g_{km} - u_k u_m g_{km} \cos\theta_{km} - u_k u_m b_{km} \sin\theta_{km} \quad 3.17$$

$$q_{km} = -u_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + u_k u_m b_{km} \cos\theta_{km} - u_k u_m g_{km} \sin\theta_{km} \quad 3.18$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad 3.19$$

θ_{km} stellt dabei die Spannungswinkeldifferenz über die Leitung zwischen dem Knoten k und dem Knoten m dar. p_{km} und q_{km} symbolisieren den Wirk- und Blindlastfluss über die Leitung vom Knoten k zum Knoten m.

Der Lastfluss in die Gegenrichtung, sprich p_{mk} , q_{mk} sowie S_{mk} , lässt sich auf die gleiche Weise berechnen. Aus der Kombination der beiden Wirk- und Blindleistungen lassen sich die gesamten Wirk- und Blindleistungsverluste entlang der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m ermitteln.

$$p_{km} + p_{mk} = g_{km} (u_k^2 + u_m^2 - 2u_k u_m \cos\theta_{km}) = g_{km} |e_k - e_m|^2 \quad 3.20$$

$$\begin{aligned} q_{km} + q_{mk} &= -b_{km}^{sh} (u_k^2 + u_m^2) - b_{km} (u_k^2 + u_m^2 - 2u_k u_m \cos\theta_{km}) \\ &= -b_{km}^{sh} (u_k^2 + u_m^2) - b_{km} |e_k - e_m|^2 \end{aligned} \quad 3.21$$

Man erkennt aus den Gleichungen 3.17 und 3.18 folgende Zusammenhänge:

$$p_{km} = f(u_k, u_m, \theta_k, \theta_m) \quad 3.22$$

$$q_{km} = f(u_k, u_m, \theta_k, \theta_m) \quad 3.23$$

Des Weiteren gilt für die Wirk- und Blindleistung im Knoten k folgender Zusammenhang:

$$p_k = \sum_{m \in \Omega_k} p_{km} (u_k, u_m, \theta_k, \theta_m) \quad 3.24$$

$$q_k + q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} q_{km}(u_k, u_m, \theta_k, \theta_m) \quad 3.25$$

k	Knoten
Ω_k	Anzahl der Knoten, die über eine Leitung mit dem Knoten k verbunden sind
u_k, u_m	Betrag der Spannungen am Knoten k und dem über eine Leitung verbundenen Knoten m
θ_k, θ_m	Spannungswinkelwerte am Knoten k und dem über eine Leitung verbundenen Knoten m
p_{km}	Wirklastfluss zwischen Knoten k und Knoten m
q_{km}	Blindlastfluss zwischen Knoten k und Knoten m
q_k^{sh}	Blindleistungseinspeisung/-entnahme durch den Blindanteil der Koppeladmittanz der Leitung ¹²

Diese Gleichungen zeigen somit einen nichtlinearen Zusammenhang für die Berechnung des Lastflusses.

Betrachtet man die Knoten in einem Netz, sind diese durch vier Größen vollständig beschrieben:

- Differenz zwischen eingespeister und verbrauchter Wirkleistung an diesem Knoten
- Differenz zwischen eingespeister und verbrauchter Blindleistung an diesem Knoten
- Betrag der Knotenspannung
- Winkel der Knotenspannung

Abhängig davon, welche Parameter an einem Knoten bekannt sind, lassen sich zwei Knotentypen festlegen:

- PQ Knoten: Die Werte für P und Q sind bekannt (typischerweise Lastknoten)
- PU Knoten: Die Werte für P und U sind bekannt (typischerweise Erzeugungsknoten)

Neben den beiden oben genannten Knoten muss es für die Berechnung des Lastflusses im Netz einen so genannten Slackknoten geben, an dem die Werte für U und θ gegeben sind.

Die tatsächliche Lösung der AC-Lastflussgleichungen erfolgt schließlich über eine iterative Berechnung wie z.B. dem Newton-Raphson Verfahren.

¹²Da der Wirkanteil der Koppeladmittanz laut (Schwab, 2006) vernachlässigbar klein ist, wird dieser in Gleichung 3.25 auch vernachlässigt.

3.2.2 Vor- und Nachteile der AC-Lastflussrechnung

Die Vorteile der AC-Lastflussberechnung liegen in der Aufschlüsselung und Ermittlung von Wirk- und Blindlastflüssen. Zusätzlich werden die Verluste auf den Leitungen mit berücksichtigt. Daraus ergibt sich, dass die AC-Lastflussrechnung eine genaue Darstellung der Wirklichkeit ist, vorausgesetzt, dass die Modellparameter wie beispielsweise die Wirk- und Blindleistung eines jeden Erzeugers und Verbrauchers im Netz bekannt sind.

Der Nachteil der AC-Lastflussrechnung ist, die Nichtlinearität der Gleichungen und die daraus resultierende iterative Berechnung. Damit einhergehend ergibt sich ein hoher Rechenaufwand zur Lösung der Gleichungen. Oft ist jedoch eine schnelle, unter Vereinfachung der AC-Lastflussrechnung, Berechnung erwünscht, bei der ein Zeitgewinn auf Kosten der Genauigkeit in Kauf genommen wird.

3.2.3 Linearisierung der AC-Lastflussrechnung

Unter Berücksichtigung folgender Vereinfachungen kommt man von den nicht-linearen Gleichungen des AC-Lastflusses auf ein lineares Gleichungssystem, dessen Vor- und Nachteile in einem späteren Kapitel (Kapitel 3.2.2) dieser Arbeit diskutiert werden.

a) Annahme eines ebenen Spannungsprofils

Die erste Vereinfachung ist, dass im gesamten betrachteten Netz für jeden Knoten des Netzes ein ebenes Spannungsprofil, d.h.: alle Knotenspannung sind vom Betrag her gleich groß, vorliegt.

$$u_k = u_m = u_{nenn} = 1 \text{ p. u.} \quad 3.26$$

u_{nenn} Nennspannung der jeweiligen Spannungsebene

b) Vernachlässigung der Blindleistung

Nimmt man an, dass die Blindleistung, die an einem Knoten benötigt wird, direkt in diesem oder einem der umliegenden Knoten erzeugt wird, so kann man die Blindleistung für die Lastflussrechnung vernachlässigen. Mangels Information über den Blindleistungsbedarf einzelner Knoten müssten ohnehin in vielen Fällen Annahmen über die Blindleistung an einem Knoten getroffen werden, was zu einer Ungenauigkeit bei der AC-Lastflussrechnung führen würde.

$$Q_{km} = 0 \quad 3.27$$

c) Vernachlässigung der Wirkverluste entlang der Leitung

Da die Reaktanz einer Freileitung der Hoch- und Höchstspannungsebene wesentlich höher ist als der Widerstand der Leitung können der Term für den Widerstand und in weiterer Folge die Wirkverluste vernachlässigt werden. Je höher die Spannungsebene desto höher das Verhältnis von X'/R' (siehe Tabelle 2).

$$P_{Verlust} = 0 \quad 3.28$$

$$X_L/R_L \gg \Rightarrow R_L = 0 \quad 3.29$$

d) Annahme eines kleinen Leitungsspannungswinkels

Die letzte Vereinfachung betrifft die Leitungsspannungswinkel. Nimmt man an, dass diese sehr klein sind, kann man den Sinus eines Winkels auf den Radiant-Wert des Winkels vereinfachen.

$$\theta \ll \Rightarrow \sin\theta \approx \theta \quad 3.30$$

$$\theta \ll \Rightarrow \cos\theta \approx 1 \quad 3.31$$

3.3 DC-Lastflussrechnung

Berücksichtigt man diese Vereinfachungen kommt man vom nicht linearen Gleichungssystem der AC-Lastflussrechnung auf das lineare Gleichungssystem der sogenannten DC-Lastflussrechnung, auf welchem die Modelle dieser Diplomarbeit aufbauen.

Bevor jedoch das Gleichungssystem definiert wird, wird im folgenden Abschnitt kurz auf das Rechnen mit bezogenen Größen (per-Unit-Rechnung) eingegangen.

3.3.1 Rechnen mit bezogenen Größen

Bei Berechnungen im per-Unit (*p.u.*) System wird jede Größe auf ihre Nenngröße bezogen. Dadurch kommt es in vielen Fällen zu einer Vereinfachung der Berechnung, da die Einheiten der Rechengrößen außer Acht gelassen werden können. Diese Methode ist dann zweckmäßig, wenn Größen mit verschiedenen Potenzen (Leistungen in MW, Spannungen in kV) in den Gleichungen

verwendet werden oder, wie es bei der Netzberechnung der Fall ist, verschiedene Spannungsebenen in dasselbe Gleichungssystem einfließen.

Das Prinzip der p.u. Rechnung wird anhand des folgenden Beispiels näher erklärt:

$$U_{nenn} = 400 \text{ V} \quad 3.32$$

$$I_{nenn} = 10 \text{ A} \quad 3.33$$

$$U = 100 \text{ V} \Rightarrow u_{[p.u.]} = \frac{U}{U_{nenn}} = \frac{100 \text{ V}}{400 \text{ V}} = 0,25 \text{ [p.u.]} \quad 3.34$$

$$I = 5 \text{ A} \rightarrow i_{[p.u.]} = \frac{I}{I_{nenn}} = \frac{5 \text{ A}}{10 \text{ A}} = 0,5 \text{ [p.u.]} \quad 3.35$$

$$r_{[p.u.]} = \frac{u_{[p.u.]}}{i_{[p.u.]}} = \frac{0,25}{0,5} = 0,5 \text{ [p.u.]} \quad 3.36$$

Zur Kontrolle kann man den Wert des Widerstandes berechnen und über den Nennwert auf eine bezogene Größe umrechnen.

$$R = \frac{U}{I} = \frac{100 \text{ V}}{5 \text{ A}} = 20 \text{ } \Omega \quad 3.37$$

$$R_{nenn} = \frac{U_{nenn}}{I_{nenn}} = 40 \text{ } \Omega \quad 3.38$$

$$r_{[p.u.]} = \frac{R}{R_{nenn}} = \frac{20 \text{ } \Omega}{40 \text{ } \Omega} = 0,5 \text{ [p.u.]} \quad 3.39$$

Diese Berechnungsmethode bringt eine Vereinfachung der Lastflussrechnung mit sich, welche sich vor Allem dann zeigt, wenn das Beispiel komplexer wird, wie zum Beispiel unter Einsatz verschiedener Einheitengrößen oder wie in einem Netz durch Verwendung verschiedener Spannungsebenen.

3.3.2 Gleichungssystem der DC-Lastflussrechnung

In diesem Kapitel werden unter Berücksichtigung der Vereinfachungen aus Kapitel 3.2.3 und durch Einsatz der p.u. Rechnung aus den Gleichungen der AC-Lastflussrechnung die Gleichungen für die DC-Lastflussrechnung hergeleitet.

Die Vernachlässigung der Blindleistung (Vereinfachung b, Kapitel 3.2.3) führt dazu, dass für die weitere Berechnung lediglich die Formel für den Wirklastfluss zwischen zwei Knoten von Interesse ist.

$$p_{km} = u_k^2 g_{km} - u_k u_m g_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad 3.40$$

Berücksichtigt man, dass die Verluste über die Leitung (siehe Gleichung 3.20) und der Widerstand der Leitung vernachlässigt werden (Vereinfachung c, Kapitel 3.2.3), vereinfacht sich Formel 3.40 mit:

$$R_{km} = 0 \Rightarrow r_{km} = 0 \Rightarrow \begin{aligned} g_{km} &= 0 \\ b_{km} &= -\frac{1}{x_{km}} \end{aligned} \quad 3.41$$

auf:

$$p_{km} = -u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad 3.42$$

Durch die Annahme der kleinen Knotenspannungswinkel (Vereinfachung d, Kapitel 3.2.3) und der damit verbundenen Linearisierung der Sinus-Funktion vereinfacht sich die Gleichung weiter:

$$p_{km} = -u_k u_m b_{km} \theta_{km} \quad 3.43$$

Mit der Vereinfachung, dass ein ebenes Spannungsprofil vorliegt (Vereinfachung a, Kapitel 3.2.3) und durch den Einsatz der p.u. Rechnung vereinfacht sich die Formel 3.43 weiter.

$$p_{km} = -u_k u_m b_{km} \theta_{km} \quad 3.44$$

$$U_k = U_m = U_{nenn} \rightarrow u_k = u_m = 1 \text{ p.u.} \quad 3.45$$

$$p_{km} = -b_{km} \theta_{km} \quad 3.46$$

$$b_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \quad 3.47$$

$$p_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad 3.48$$

Betrachtet man Gleichung 3.49 erkennt man die Analogie zum ohmschen Gesetz:

$$I = \frac{U}{R} \tag{3.49}$$

Dieser Analogie verdankt diese Berechnungsmethode ihren Namen (DC-Lastflussrechnung). Die Spannung entspricht der Knotenspannungswinkeldifferenz, der Widerstand der Leitungsimpedanz und der Strom dem Wirklastfluss. Die einzelnen Größen der Gleichung 3.48 unterliegen durch diese Analogie zur Gleichstromtechnik den dafür geltenden Gesetzen der Netzberechnung, allen voran dem ohmschen Gesetz und den kirchhoffschen Gesetzen.

3.3.3 Vor- und Nachteile der DC-Lastflussrechnung

Ein klarer Vorteil neben der vereinfachten Gleichungsstruktur ist, dass es sich bei diesen Gleichungen um ein lineares Gleichungssystem handelt. Dadurch wird die Zeit zum Lösen der Aufgabenstellung stark reduziert. Ein weiterer Vorteil der DC-Lastflussrechnung ist der geringere Anteil an benötigter Information. Während bei der AC-Lastflussrechnung sowohl Informationen über Blind- als auch Wirkleistung an den Knoten bekannt sein müssen, reicht bei der DC-Lastflussrechnung die Information über die Wirkleistung an den Knoten vollkommen aus.

Durch die Vereinfachung wird das Ergebnis im Vergleich zur AC-Lastflussrechnung ungenau. Je nachdem wie gut die Vereinfachungen der Realität entsprechen, wird der daraus resultierende Fehler steigen oder sinken.

3.4 Vergleich von AC- und DC-Lastflussrechnung

Die Größe des Fehlers durch den Schritt von der AC- zur DC-Lastflussrechnung hängt von verschiedenen Faktoren ab, welche in diesem Kapitel behandelt werden. Da die DC-Lastflussrechnung eine weitgehend bekannte und oft verwendete Methode zur Berechnung von Lastflüssen ist, wurde das Thema der Genauigkeit bereits in anderen Arbeiten eingehend untersucht.

Für die Bestimmung des Fehlers durch die Vereinfachungen wird in dieser Arbeit auf die Veröffentlichung (Purchala, et al., 2005) zurückgegriffen. Die Quintessenz der Veröffentlichung ist die Feststellung, unter welchen Bedingungen die Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung gegenüber der AC-Lastflussrechnung eine akzeptable Fehlergrenze nicht überschreiten.

3.4.1 Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung

Der Schritt von der AC- zur DC-Lastflussrechnung wurde durch folgende Vereinfachungen ermöglicht:

- a) Alle Knoten einer Spannungsebene verfügen über die exakt gleich hohe Spannung;
- b) Der Spannungswinkelunterschied entlang einer Leitung ist sehr klein;
- c) Leitungswiderstand und -verluste werden vernachlässigt;
- d) Vernachlässigung der Blindleistung;

Diese Vereinfachungen bergen, wie bereits erwähnt, ein gewisses Fehlerpotential. Es wird nun der Fehler, den die einzelnen Vereinfachungen im Vergleich zum AC-Lastfluss erzeugen, genauer betrachtet, um auf die Einschränkungen des DC-Lastflusses rückschließen zu können. Als Genauigkeitsgrenze wird ein 5 %-iger Fehler durch die Vereinfachungen des DC-Lastflusses erlaubt.

3.4.2 Versuchsnetzwerk

Um herauszufinden, ob aus den Vereinfachungen ein Fehler größer 5 % resultiert, wurde ein Versuchsnetz erstellt, mit dem sowohl der AC- als auch der DC-Lastfluss ermittelt werden kann. Aus dem anschließenden Vergleich der Ergebnisse aus den beiden Berechnungen wurde der Fehler durch die Vereinfachungen ermittelt.

Zur Ermittlung des Fehlers wurde ein Netz bestehend aus 30 Knoten¹³ (Abbildung 17) verwendet. Für dieses Netz werden sowohl der AC- als auch der DC-Lastfluss, bei gegebener Einspeisung, gegebenem Verbrauch und gegebenen Versuchsparametern mit dem Tool MatPower¹⁴ berechnet.

¹³Hierbei handelt es sich um ein bereits in MatPower implementiertes Netz mit dem Dateinamen case30.m.

¹⁴MatPower ist eine freie Zusatzsoftware zu MatLab, mit dem sich sowohl AC- als auch DC-Lastflüsse berechnen lassen.

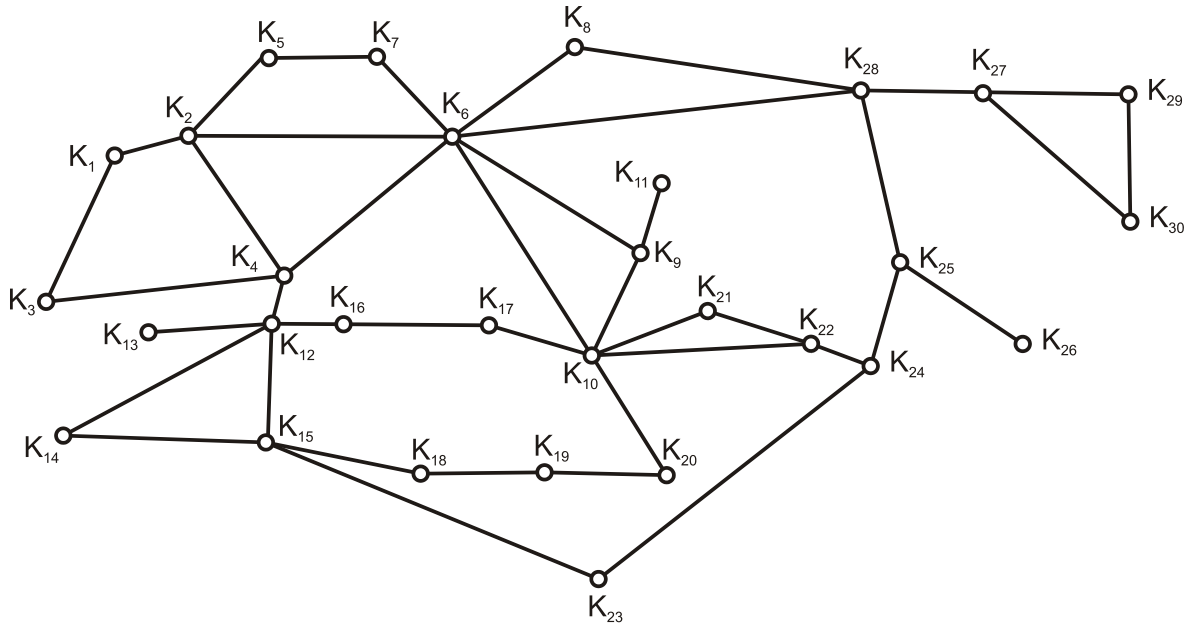


Abbildung 17: Versuchsnetzwerk zur Ermittlung des Fehlers durch die DC-Lastflussrechnung (Zimmerman, et al., 2009)

3.4.3 Vereinfachung: $\sin \theta \approx \theta$

Die Vereinfachung, dass der Sinus eines Winkels durch den Betrag des Winkels ersetzt werden kann, trifft nur für kleine Winkel zu. Für die Gleichungen des DC-Lastflusses bedeutet dies, dass sobald die Knotenspannungswinkeldifferenz zweier über eine Leitung verbundener Knoten sehr gering ist, der Sinus dieser Winkeldifferenz durch ihren Radiant-Wert ersetzt werden kann.

Es müssen zwei unterschiedliche Fälle betrachtet werden:

Fall A: Das Netz ist schwach ausgelastet.

In diesem Fall sollte die Spannungswinkeldifferenz zwischen zwei über eine Leitung verbundene Knoten gering sein, da über Gleichung 3.48 die Winkeldifferenz ein Maß für den Lastfluss und somit den Auslastungsgrad der Leitung darstellt.

Fall B: Das Netz ist stark ausgelastet.

Bei hoher Netzauslastung, d.h. wenn die Leitungen stark belastet sind, ist die Winkeldifferenz zwischen den Knoten entsprechend höher als im Fall A. Dieser Fall ist von höherem Interesse als Fall A, weshalb nur dieser von (Purchala, et al., 2005 S. 2) betrachtet wurde.

In der diesem Vergleich zwischen AC- und DC-Rechnung zugrunde liegenden Arbeit von (Purchala, et al., 2005) wurden die Spannungswinkeldifferenzen des belgischen Netzes während der Winterspitze von 13 GW betrachtet. Das betrachtete Netz besteht aus über 900 Leitungen mit Spannungsebenen

zwischen 70 und 380 kV. Es zeigt sich (Abbildung 18), dass die höchste Spannungswinkeldifferenz bei 6° bis 7° liegt, jedoch in 94 % der Fällen unter 2° befindet.

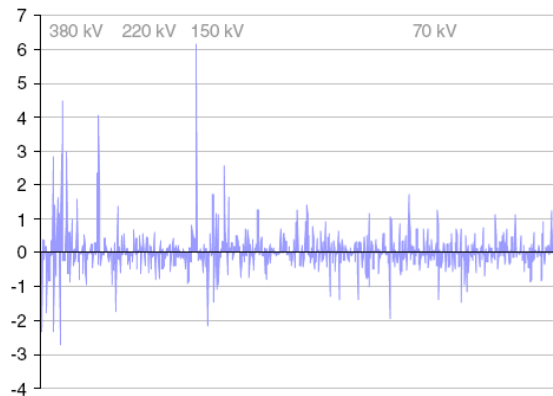


Abbildung 18: Spannungswinkeldifferenz in Grad [°] im belgischen Netz zum Zeitpunkt der Winterspitze von 13 GW (Purchala, et al., 2005 S. 2)

Aus Abbildung 19 ist ersichtlich, dass der Fehler aus der Linearisierung des Winkels für das belgische Netz selbst bei den maximalen Winkelwerten weit unter 5 % liegt. Somit schließt (Purchala, et al., 2005 S. 3) daraus, dass die Linearisierung des Winkels kein signifikantes Fehlerpotential der DC- gegenüber der AC-Lastflussrechnung in sich birgt.

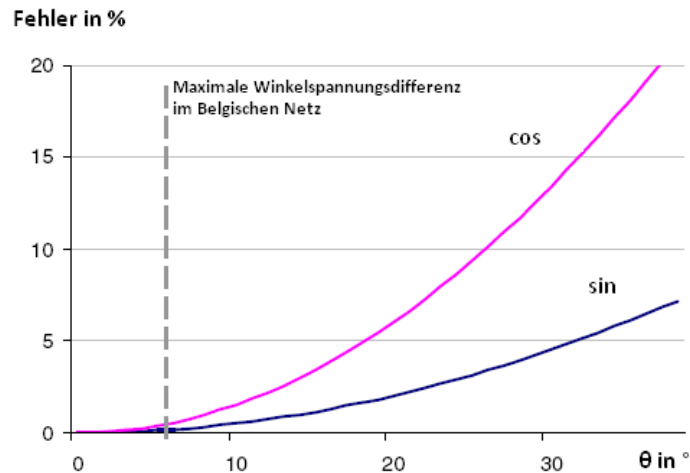


Abbildung 19: Fehler durch die Linearisierung von Sinus und Cosinus (Purchala, et al., 2005 S. 3)

3.4.4 Vereinfachung: Vernachlässigung der ohmschen Leitungswiderstände

Die Vernachlässigung der ohmschen Leitungswiderstände ist dann zulässig, wenn die Reaktanz einer Leitung wesentlich größer als der ohmsche Widerstand derselben Leitung ist. Diese Anforderung lässt sich aber nicht in jedem Fall einhalten. Um Referenzwerte für das Versuchsnetzwerk zu

erhalten, wird wiederum das belgische Netz herangezogen. Tabelle 3 zeigt die Leitungswiderstände und Impedanzen der verschiedenen Spannungsebenen des belgischen Netzes.

Tabelle 3: Leitungswiderstände und -impedanzen in Ω /km des belgischen Netzes (Purchala, et al., 2005 S. 3)

[kV]	R'_{min}	R'_{max}	R'_{mittel}	X'_{min}	X'_{max}	X'_{mittel}	$(X'/R')_{min}$	$(X'/R')_{max}$	$(X'/R')_{mittel}$
380	0,025	0,038	0,031	0,278	0,353	0,325	8,4	12,5	10,5
220	0,038	0,088	0,067	0,184	0,429	0,364	3,5	8,0	5,5
150	0,018	0,292	0,090	0,071	1,458	0,374	1,0	12,0	4,2
70	0,034	0,425	0,174	0,034	0,756	0,360	0,8	9,0	2,1

Um den Einfluss der Leitungsdaten auf den Fehler durch Vernachlässigung des Leitungswiderstandes zu ermitteln, wird das in Abbildung 17 gezeigte 30 Knoten Netz verwendet. Die Widerstandswerte der Leitungen werden mit Zufallswerten zwischen R'_{min} und R'_{max} festgelegt, die Reaktanzwerte ergeben sich aus einem festgelegten X'/R' -Verhältnis. Als Spannungsebene wird die 380-kV-Ebene verwendet.

In den von (Purchala, et al., 2005) untersuchten Fällen wird die 5 % Fehlergrenze im Großteil dieser Fälle nicht überschritten. Außerdem zeigt sich, dass für kleine Widerstandswerte R' das X'/R' -Verhältnis kaum eine Rolle spielt und erst bei größeren Widerstandswerten fehlerrelevant wird.

In Abbildung 20 wird die relative Abweichung zwischen den Ergebnissen der AC- und DC-Rechnung angezeigt. Diese berechnet sich wie folgt:

$$Abweichung = \frac{Lastfluss_{AC} - Lastfluss_{DC}}{Lastfluss_{AC}} \tag{3.50}$$

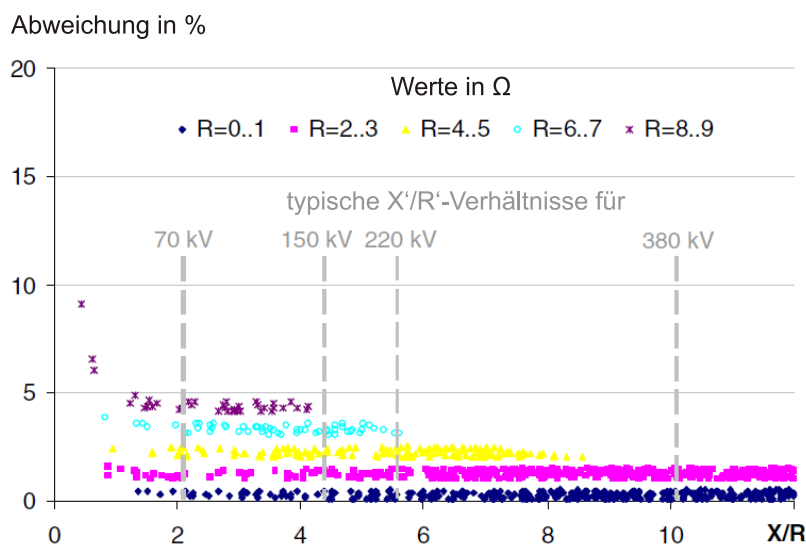


Abbildung 20: Auswirkung auf den Fehler durch das X'/R' -Verhältnis bei verschiedenen R-Werten (Purchala, et al., 2005 S. 3)

Abbildung 20 zeigt zudem, dass sich für Widerstandswerte kleiner 5Ω eine Unabhängigkeit zwischen Fehler und X'/R' -Verhältnis einstellt. Ein Vergleich mit Tabelle 2 zeigt, dass in einem 380 kV Netz ein Widerstand von 5Ω einer Leitungslänge von rund 143 km und in einem 220 kV Netz (Spannungsebene des belgischen Netzes) einer Leitungslänge von ungefähr 84 km entspricht.

Im nächsten Schritt wurde der Reaktanzwert der Leitung zufällig zwischen X'_{min} und X'_{max} festgelegt und die Widerstandswerte aus dem X'/R' -Verhältnis ermittelt. Es wurde wiederum die relative Abweichung ermittelt. Abbildung 21 lässt den Schluss zu, dass sich die Größe der Reaktanz lediglich bei niedrigen X'/R' -Verhältnissen signifikant auf den Fehler auswirkt, während bei höherem X'/R' -Verhältnis beinahe keine Auswirkung mehr auf die Abweichung zwischen DC- und AC-Lastflussrechnung erkennbar ist.

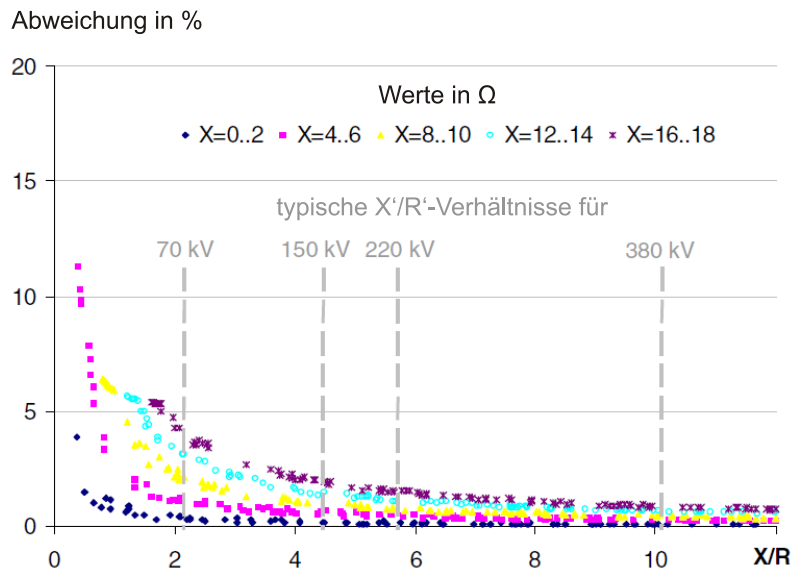


Abbildung 21: Auswirkung auf den Fehler durch das X'/R' -Verhältnis bei verschiedenen X-Werten (Purchala, et al., 2005 S. 4)

Um den Zusammenhang von Reaktanz zu Widerstand der Leitung zu zeigen, werden die relativen Abweichungen der beiden Versuche in ein gemeinsames Diagramm (Abbildung 22) zusammengeführt.

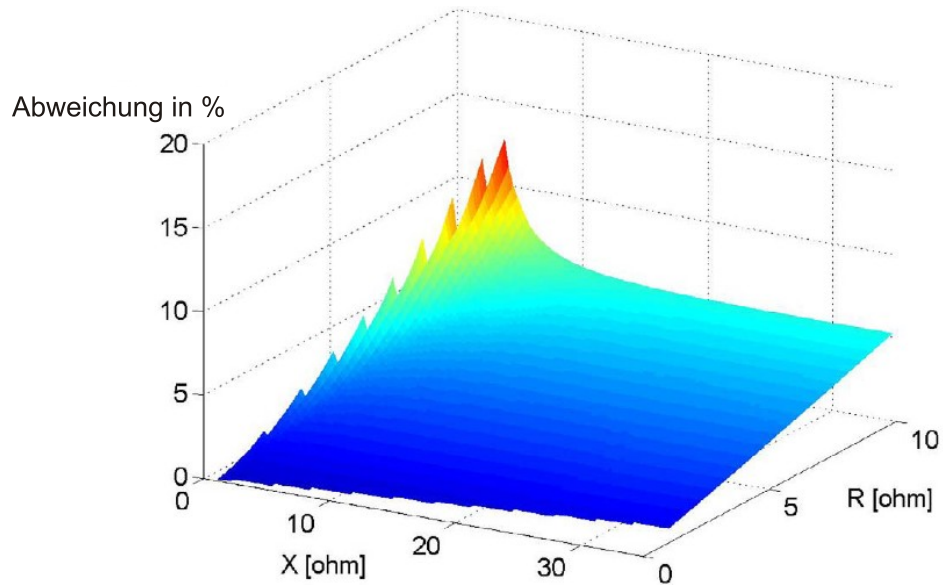


Abbildung 22: Einfluss der Höhe des Leitungswiderstandes und der Leitungsreaktanz auf die Abweichung (Purchala, et al., 2005 S. 4)

(Purchala, et al., 2005 S. 4) fassen die Ergebnisse der Untersuchung des Einflusses der Vernachlässigung des Leitungswiderstandes auf die Abweichung zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung wie folgt zusammen:

- Für geringe Widerstandswerte ($<5 \Omega$) der Leitung spielt der Wert der Reaktanz und damit das X'/R' -Verhältnis für den Fehler zwischen AC- und DC-Rechnung faktisch keine Rolle.
- Je höher der Widerstandswert ist, desto wichtiger ist ein hohes X'/R' -Verhältnis um für einen geringen Fehler garantieren zu können.

Es zeigt sich, dass sich der Wert des Widerstandes einer Leitung stark auf den Fehler der DC-Lastflussrechnung auswirkt, jedoch bei einem X'/R' -Verhältnis größer 4 sollte der Fehler durch die DC-Lastflussrechnung in der von (Purchala, et al., 2005 S. 4) vorgegebenen Fehlergrenze von 5 % bleiben.

Wie Tabelle 2 und Tabelle 3 zeigen, sind X'/R' -Verhältnisse größer 4 für die Höchst- und Hochspannungsebene durchaus erreichbare Größen, weshalb der Einsatz der DC-Lastflussrechnung für diese Netzebenen zumindest aus Sicht der Vernachlässigung des Leitungswiderstandes vernünftig erscheint.

3.4.5 Vereinfachung: Ebenes Spannungsprofil

Bei der Betrachtung der Spannungen der einzelnen Knoten ist nicht der absolute Betrag der Spannung von Bedeutung, sondern die Abweichung von einem vorher definierten Wert. Deshalb stellt ein Spannungsbetrag von 1 p.u. keine Notwendigkeit dar, sondern lediglich, dass alle im selben p.u. Bereich liegen. Gibt es unter den Knoten Abweichungen vom vorher definierten Einheitswert für die Spannung führt dies zu Fehlern, da eine solche Abweichung in der DC-Lastflussrechnung nicht berücksichtigt wird.

Die Abweichung berechnet sich wie folgt:

$$s_U = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (U_i - \bar{U})^2} \quad 3.51$$

Bei s_U handelt es sich um die Standardabweichung der Spannungen vom Mittelwert \bar{U} der Spannungen. U_i ist die Spannung am Knoten i , n ist die Anzahl der Knoten im Netz.

(Purchala, et al., 2005 S. 4) zeigen, dass mit steigender Standardabweichung der Fehler durch die Vereinfachung im Vergleich zur exakten AC-Rechnung steigt (Abbildung 23). Zwar bleibt der durchschnittliche Fehler unter 5 %, jedoch kann der maximale Fehler wesentlich größer sein, wie die rechte y-Achse der Abbildung 23 zeigt. Deshalb ist es sehr wichtig, dass im System ein ebenes Spannungsprofil vorliegen muss, wenn die DC-Lastflussrechnung angewandt werden soll.

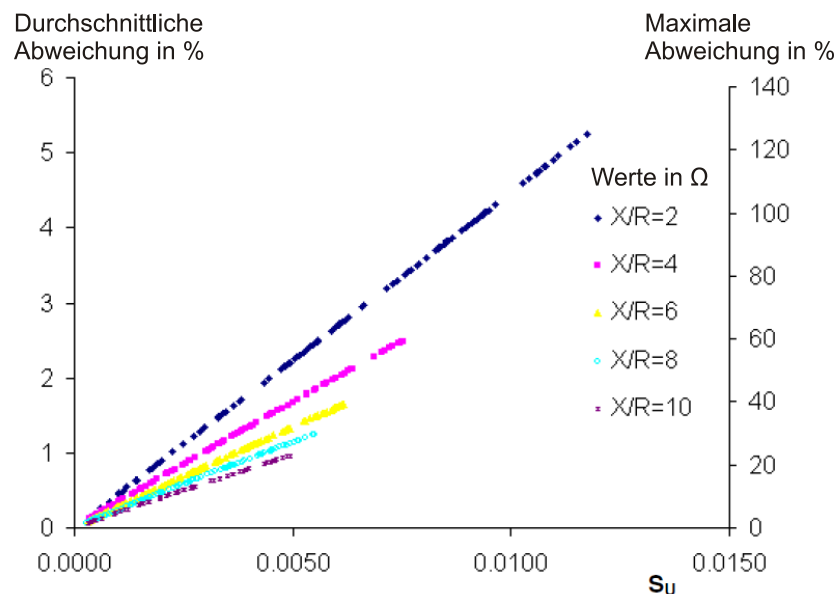


Abbildung 23: Auswirkung der Spannungsschwankungen auf den Fehler der DC-Lastflussrechnung (Purchala, et al., 2005 S. 4)

Jedoch wird diese Forderung in realen Netzen nicht immer eingehalten. Um einen Vergleich mit der Realität aufzeigen zu können, wird wieder das belgische Netz zum Zeitpunkt der Winterspitze von 13 GW herangezogen. Die Knotenspannungswerte sind in Abbildung 24 abgebildet. Es zeigt sich, dass kein ebenes Spannungsprofil vorliegt und die Standardabweichung der Spannung bei $s_U = 0,0166$ liegt, was unter Berücksichtigung der in Abbildung 23 gezeigten Ergebnisse zu einem hohen maximalen Fehler durch den Einsatz der DC-Lastflussrechnung führt.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich schließen, dass sich die Vereinfachung bezüglich des ebenen Spannungsprofils am stärksten auf die Abweichung zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung auswirkt.

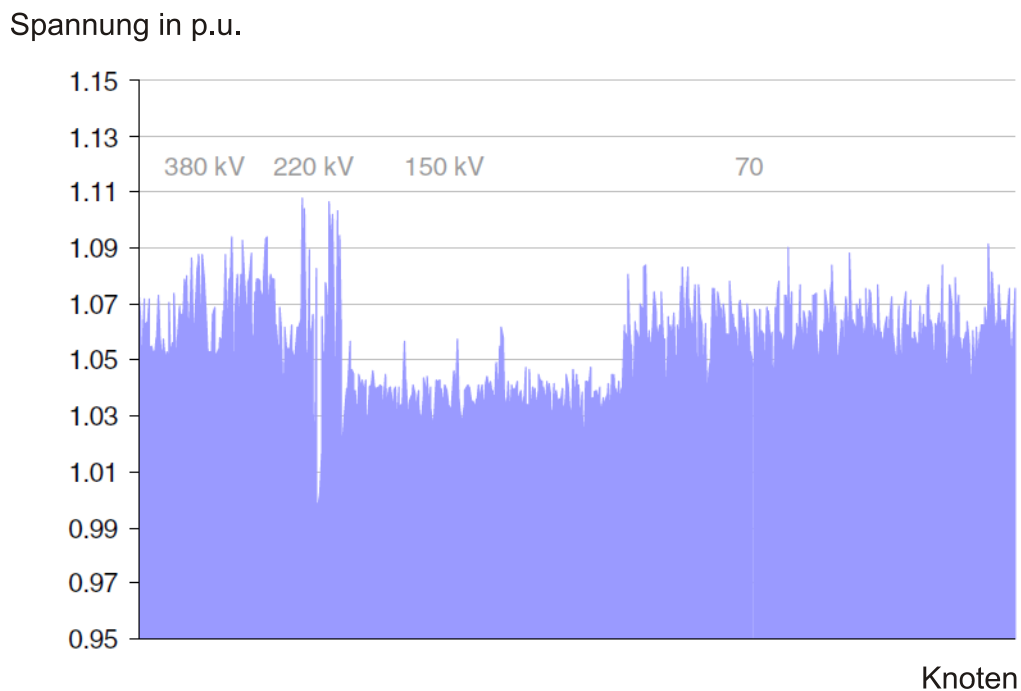


Abbildung 24: Knotenspannungswerte des belgischen Netzes zur 13 GW Winterspitze (Purchala, et al., 2005 S. 5)

3.4.6 Ungenauigkeiten der DC-Lastflussrechnung bei unterschiedlicher Netzauslastung

(Purchala, et al., 2005) weisen in ihrer Veröffentlichung zwar auf die Notwendigkeit einer Unterscheidung zwischen geringer und hoher Netzauslastung hin, führen jedoch keine konkreten Ergebnisse an, sondern beziehen sich auf einen Winterhöchstlastfall.

Um diese Unterschiede zu ermitteln, wurde das Tool MatPower der Software Matlab verwendet. Das für die Ermittlung des Fehlers erstellte Versuchsnetz ist Abbildung 25 zu entnehmen.

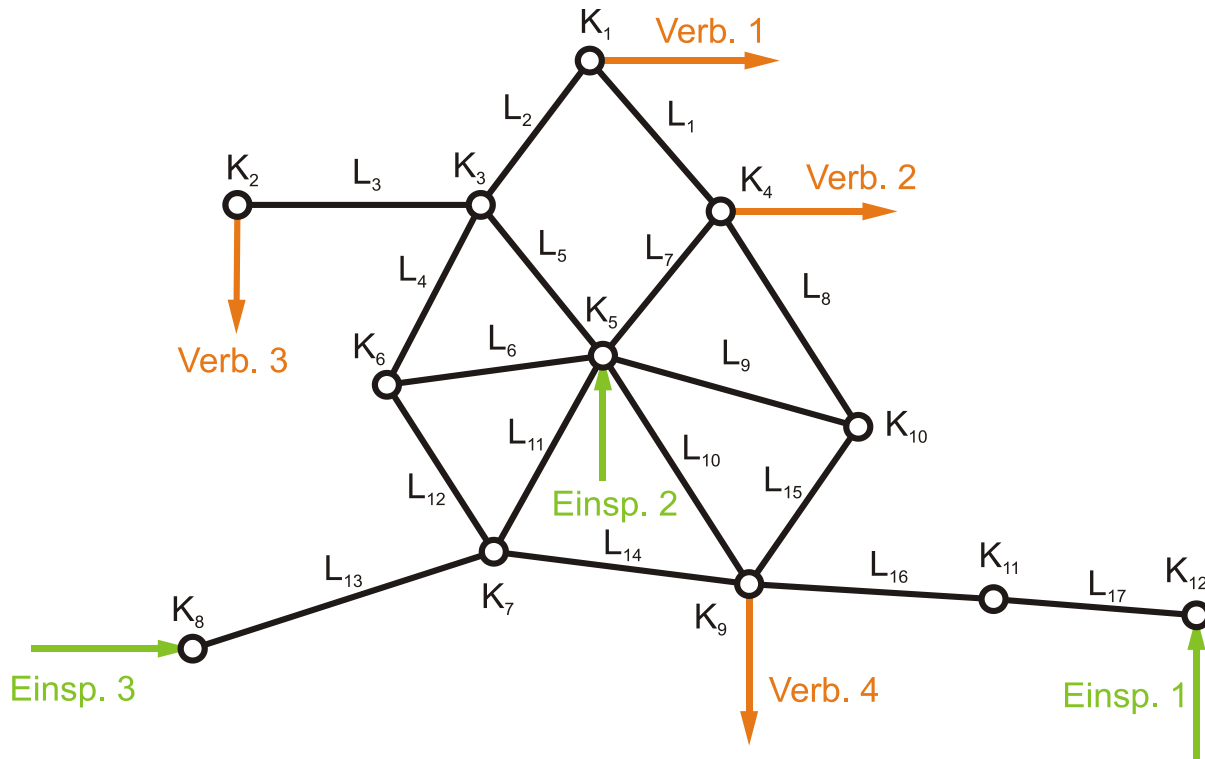


Abbildung 25: Versuchsnetz für die Ermittlung der Ungenauigkeit der DC-Lastflussrechnung bei unterschiedlicher Netzauslastung

Die Leitungsparameter lassen sich Tabelle 4 und die Versuchsparameter Tabelle 5 entnehmen. Die x_L -Werte wurden frei gewählt, für das x_L/r_L -Verhältnis wurde ein Wert von zehn angenommen, sämtliche Knoten und Leitungen befinden sich im 380 kV Netz.

Tabelle 4: Leitungsdaten des Versuchsnetzwerkes zur Ermittlung der Auswirkung der Belastung der Leitungen auf den Fehler der DC-Lastflussrechnung, Größen in p.u.

Leitung	r_L	x_L	Leitung	r_L	x_L	Leitung	r_L	x_L
L ₁	0,00078	0,0078	L ₇	0,00136	0,0136	L ₁₃	0,00179	0,0179
L ₂	0,00132	0,0132	L ₈	0,00022	0,0022	L ₁₄	0,00141	0,0141
L ₃	0,00002	0,0002	L ₉	0,00055	0,0055	L ₁₅	0,00119	0,0119
L ₄	0,00082	0,0820	L ₁₀	0,00034	0,0034	L ₁₆	0,00084	0,0084
L ₅	0,00125	0,0125	L ₁₁	0,00048	0,0048	L ₁₇	0,00168	0,0168
L ₆	0,00210	0,0210	L ₁₂	0,00124	0,0124			

Die Werte für Erzeugung und Verbrauch wurden frei gewählt, die Größe „Faktor“ ist ausschlaggebend für die Höhe der Belastung des Netzes. Aufgrund der Struktur des Netzes (Einspeisung südlich/zentral, Hauptteil des Verbrauches nördlich) kommt es bei steigender Einspeisung und steigendem Verbrauch zu einer höheren Netzauslastung, d.h. mit steigender Größe des Wertes „Faktor“ steigt die Belastung des Netzes.

Tabelle 5: Erzeugungs- und Verbrauchsparameter des Versuchsnetzwerkes zur Ermittlung der Auswirkung der Belastung der Leitungen auf den Fehler der DC Lastflussrechnung, Größen in p.u.

Erzeugung		Verbrauch		
Erzeuger	Wirkleistung	Verbraucher	Wirkleistung	Blindleistung
Einspeisung 1	1 MW * Faktor	Verbraucher 1	1 MW * Faktor	0,01 MW * Faktor
Einspeisung 2	2 MW * Faktor	Verbraucher 2	1 MW * Faktor	0,01 MW * Faktor
Einspeisung 3	1 MW * Faktor	Verbraucher 3	1 MW * Faktor	0,01 MW * Faktor
		Verbraucher 4	1 MW * Faktor	0,01 MW * Faktor

Die im Versuch verbrauchte Blindleistung wird von den drei Erzeugungseinheiten entsprechend dem im MatPower implementierten Algorithmus zur Blindleistungserzeugung gedeckt. Dieser Algorithmus wird in dieser Arbeit nicht eingehend beschrieben, da es nicht im Fokus dieser Arbeit steht, weiterhin mit MatPower zu rechnen.

Für den Versuch wird das Testnetzwerk mit steigender Erzeugung und steigendem Verbrauch belastet, was aufgrund des Netzaufbaus zu einer steigenden Leitungsbelastung führt (siehe oben). Anschließend werden sowohl AC- als auch DC-Lastfluss berechnet und die Ergebnisse miteinander verglichen, um so auf den Fehler (laut Gleichung 3.50) schließen zu können.

Der Fehler in Abhängigkeit von der Leitungsbelastung lässt sich aus Abbildung 26 entnehmen.

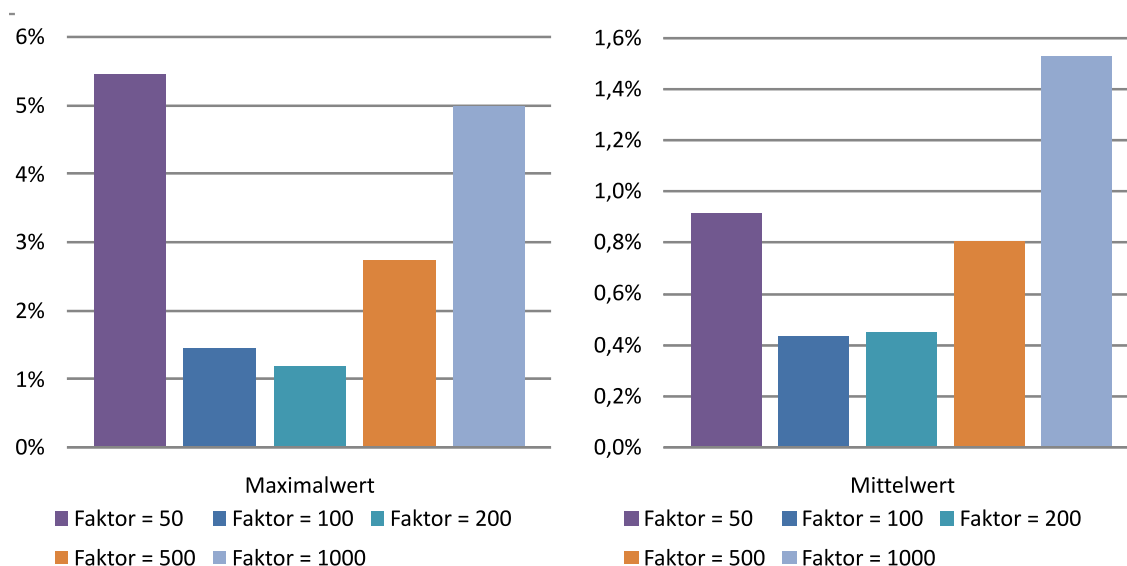


Abbildung 26: Fehler durch die DC-Lastflussrechnung in Abhängigkeit der Leitungsbelastung

Wie aus der Abbildung 26 ersichtlich ist, ist der Fehler bei sehr niedriger Leitungsbelastung hoch, wobei hier von einer Leitungsbelastung im Bereich von 0,5 bis 50 MW die Rede ist. Leitungsbelastungen in einem solch niedrigen Bereich sind zwar möglich, jedoch ist hier keine hohe Genauigkeit des Ergebnisses erforderlich, da die Leitung durch eine derart niedrige Belastung nicht

überlastet sein kann. Typische thermische Leitungslimits sind Tabelle 2 zu entnehmen. Der verhältnismäßig hohe Fehler bei Faktor = 50 lässt sich damit begründen, dass bei einer derart niedrigen Belastung des Netzes Rundungsfehler zwischen dem Berechnungsalgorithmus von MatPower und dem Lastflussmodell in GAMS (siehe Kapitel 4.2.1) sich stärker auf das Ergebnis auswirken. Weiters hat die Ungenauigkeit der Nachkommastellen bei einer niedrigen Belastung ein höheres Gewicht als bei höherer Belastung.

Ab einem Faktor von ungefähr 100 kommt es bei steigendem Faktor auch zu einer steigenden Abweichung. Dieser Effekt ist damit zu begründen, dass mit steigender Belastung die durch die DC-Lastflussrechnung vernachlässigten Wirkverluste mit dem Quadrat des Stromes steigen.

Jedoch bleibt der durchschnittliche Fehler stets und der maximale Fehler bei einem Großteil der betrachteten Belastungsfällen unter der 5 % Grenze, welche bereits von (Purchala, et al., 2005 S. 2) als eine annehmbare Abweichung zwischen AC- und DC-Rechnung verwendet wurde.

3.4.7 Schlussfolgerung und Zusammenfassung des Vergleichs zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung

Es zeigt sich, dass einige der Vereinfachungen für die DC-Lastflussrechnung keinen signifikanten Einfluss auf die Genauigkeit der Berechnung haben. Die für die Genauigkeit ausschlaggebenden Vereinfachungen führen, so sie sich in den vorgesehenen Grenzen befinden, ebenfalls zu keinem relevanten Fehler.

In (Purchala, et al., 2005 S. 6) werden die Ergebnisse wie folgt zusammengefasst:

- Die Vernachlässigung des Leitungswiderstandes ist ab einem X'/R' -Verhältnis von 4 mit einer oberen Grenze von 5 % für die Abweichung zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung im Großteil der Fälle erreichbar.
- Bezüglich des Spannungsprofils lässt sich sagen, dass die Standardabweichung s_U unter einem Prozent sein sollte, damit die 5 % Fehlergrenze nicht überschritten wird.

Bezüglich der Leitungsauslastung lässt sich sagen, dass selbst bei einer hohen Belastung der Leitungen die Abweichung die 5 % Grenze nicht überschreitet.

4 Softwaretechnische Umsetzung einer DC-Lastflussrechnung

Die in Kapitel 3 beschriebenen Methoden zur Ermittlung des Lastflusses werden wegen des hohen Rechenaufwandes bereits bei kleinen Netzen rechnerunterstützt durchgeführt. Für diese Arbeit wird die Optimierungssoftware GAMS mit dem Solver CPLEX verwendet. Die Beschreibung der Software, des Solvers und der Umsetzung der DC-Lastflussrechnung sind Inhalt dieses Kapitels.

4.1 Beschreibung der Modellierungsumgebung GAMS

In den 50er und 60er Jahren des letzten Jahrhunderts stieg die Verfügbarkeit von Computer-Codes und Algorithmen zur Lösung mathematischer Probleme. Diese Entwicklung sollte auch dem Modellierungssektor von Vorteil sein, jedoch blieb ein verstärkter Einsatz dieser neuen Methoden aus (Rosenthal, 2008 S. 1). Dies lag zu einem großen Teil daran, dass die Lösung des Problems an sich nicht den größten Teil der Modellierung in Anspruch nahm. Den maßgebenden Anteil des Modellierungsaufwandes stellt die Datenbeschaffung, deren Vorbereitung und die anschließende Nachbereitung der Modellierungsreporte dar. Der Großteil des Zeitaufwandes fiel der Analyse der Daten sowie der Erstellung von Programmen, welche die Daten in das von den mathematischen Optimierungstools benötigte Format bringen sollten, zu. Ein weiterer Faktor war, dass die Fehlerfindung sich als sehr aufwändig und schwierig herausstellte, da die Programme nur dem Programmierer zugänglich waren und nicht dem Analytiker, der für das Projekt zuständig war.

GAMS wurde daher entwickelt, um diese Situation durch folgende Punkte zu verbessern:

- Bereitstellung einer Hochsprache, um komplexe Modelle kompakt darzustellen.
- Einfache sowie sichere Änderung der Modellspezifikationen.
- Eindeutige Darstellung von algebraischen Zusammenhängen.
- Zulassen von Modellbeschreibungen, die weitestgehend unabhängig vom Lösungsalgorithmus sind.

GAMS versucht im Wesentlichen die Eigenschaften der „Theorie der relationalen Datenbanken“ und der mathematischen Programmierungen miteinander zu verbinden, um eine bestmögliche Verwendung für Modellierer zu ermöglichen (Rosenthal, 2008 S. 2).

Die Theorie der relationalen Datenbanken beruht auf der Erschaffung eines Konstrukts für die Organisation sowie Umwandlung von Daten. Bei der Erstellung von GAMS wurden folgende Eckpfeiler berücksichtigt:

- Sämtliche existierenden algorithmischen Methoden sollen verfügbar sein, ohne das Modell des Benutzers zu verändern. Außerdem soll die Einführung neuer Methoden¹⁵ oder die Veränderung bestehender Methoden ohne einen Eingriff auf das Modell möglich sein.
- Das Optimierungsproblem soll unabhängig von den verwendeten Daten sein. Diese Trennung von Daten- und Logikelementen erlaubt es, dass die Größe der Problemstellung sich auf die Komplexität des Modells selbst nicht auswirkt.
- Durch die Verwendung von relationalen Datenbanken wird ermöglicht, dass der Benutzer mit großen und komplexen Modellen arbeiten kann, ohne sich Gedanken über die Größe von Datenfeldern usw. machen zu müssen.

Bei der Verwendung von GAMS fällt die simple Benutzeroberfläche auf. Die Ersteller von GAMS begründen dies damit, dass die Schlichtheit eine Vereinfachung für den Benutzer darstellt, da er durch die Schlichtheit neben den für die Optimierung benötigten Befehlen keine zusätzlichen Bearbeitungsbefehle erlernen muss (Rosenthal, 2008 S. 2)

Durch die offen gestaltete Architektur von GAMS wird es dem Benutzer ermöglicht, das Textbearbeitungsprogramm seiner Wahl für die Erstellung seiner Modelle zu verwenden. (Rosenthal, 2008 S. 2)

4.1.1 Beschreibung des CPLEX Solver 12

Der Cplex Solver ist das Tool, welches die in GAMS erstellten Modelle und die darin definierten Gleichungen (Zielfunktion und Nebenbedingungen) löst. Cplex verfügt über die Möglichkeit lineare, quadratisch eingeschränkte, sowie gemischt-ganzzahlige (mixed integer) Probleme zu lösen, wobei sich der Solver die Betriebsoptionen¹⁶ im Regelfall selbstständig unter Berücksichtigung der schnellstmöglichen Lösung einstellt.

In dieser Arbeit wird mit linearer und gemischt-ganzzahliger Optimierung gearbeitet, weshalb nur eine Übersicht über die Eigenschaften und Optionen dieser beiden Typen gegeben wird.

¹⁵Mit Methoden ist hier die Einsatzart des Modells gemeint. Wenn man die Umgebung des Modells bzw. das Einsatzgebiet eines Modells ändert, soll dies möglich sein, ohne das Modell selbst verändern zu müssen.

¹⁶Zu den Betriebsoptionen zählt, wie hoch die Toleranz der Lösung sein darf, wie viele Iterationsschritte verwendet werden dürfen, etc..

Bei linearer Optimierung kann der Cplex Solver mit mehreren Prozessoren arbeiten und ermöglicht somit eine schnellere Lösung der Zielfunktion, jedoch ist der Lösungsprozess bei steigender Modellgröße sehr speicherintensiv. Eine weitere Besonderheit des Cplex Solvers ist der sogenannte Cplex Infeasibility¹⁷-Finder, der herausfindet, durch welche Gleichungen und Grenzwerte die Infeasibility auftritt und welche davon fallen gelassen werden müssen, damit das Problem lösbar wird ().

Der Unterschied zwischen rein linearer und gemischt-ganzzahliger linearer Optimierung liegt darin, dass eine rein lineare Optimierung als Lösung jede beliebige reelle Zahl zulässt. Bei mixed integer Modellen hingegen besteht die Möglichkeit diskrete Variablen zu verwenden, deren Einstellbereich nicht den gesamten reellen Zahlenraum umfasst, sondern nur bestimmte Werte einnehmen darf. Dadurch steigt jedoch der Aufwand zur Lösung der Zielfunktion des Modells.

4.2 DC-Lastflussberechnung in GAMS

Um eine Übersicht über die Entwicklung der in dieser Arbeit erstellten Modelle zu geben, werden die Entwicklungsschritte von einem einfachen DC-Lastflussberechnungsmodell bis hin zum finalen verwendeten Modell anhand von Beispielen und Flussdiagrammen erläutert.

Das erste Modell dient zur Berechnung des Lastflusses bei gegebener Einspeisung und gegebenem Verbrauch unter Berücksichtigung des vorhandenen Netzes. Wichtig ist hier zu erwähnen, dass es sich bei diesem Modell um eine Berechnung und keine Optimierung im eigentlichen Sinne handelt. Dieser Schritt ist damit zu begründen, dass alle folgenden Modelle auf diesem aufbauen und deshalb dieselbe Grundstruktur aufweisen sollen. Die Berechnung des Lastflusses beinhaltet folgende Einschränkungen:

- a) Die erzeugte Leistung der Kraftwerke darf nur einem vorher definierten Wert entsprechen.
- b) Die Leitungen dürfen keine Übertragungslimits besitzen.

Dies ist sinnvoll, da bei der reinen Berechnung des Lastflusses die Information, ob eine Leitung überlastet ist, nicht von Interesse ist. Das Ergebnis der Berechnung ist der Belastungszustand jeder einzelnen Leitung durch den Kraftwerkseinsatz und die Verbraucher im Netz.

¹⁷Wenn ein Modell aufgrund seiner Einschränkungen und Nebenbedingungen nicht lösbar ist, wird dies in GAMS als nicht lösbar oder nicht eingeschränkt (infeasible oder unbounded) bezeichnet.

4.2.1 Flussdiagramm des Modells für die Berechnung des DC-Lastflusses

In diesem Kapitel werden die im Flussdiagramm (Abbildung 27) verwendeten Elemente kurz erklärt. Eine genaue Erklärung der schlussendlichen mathematischen Modellbeschreibung wird im Kapitel 4.7.1 vorgenommen.

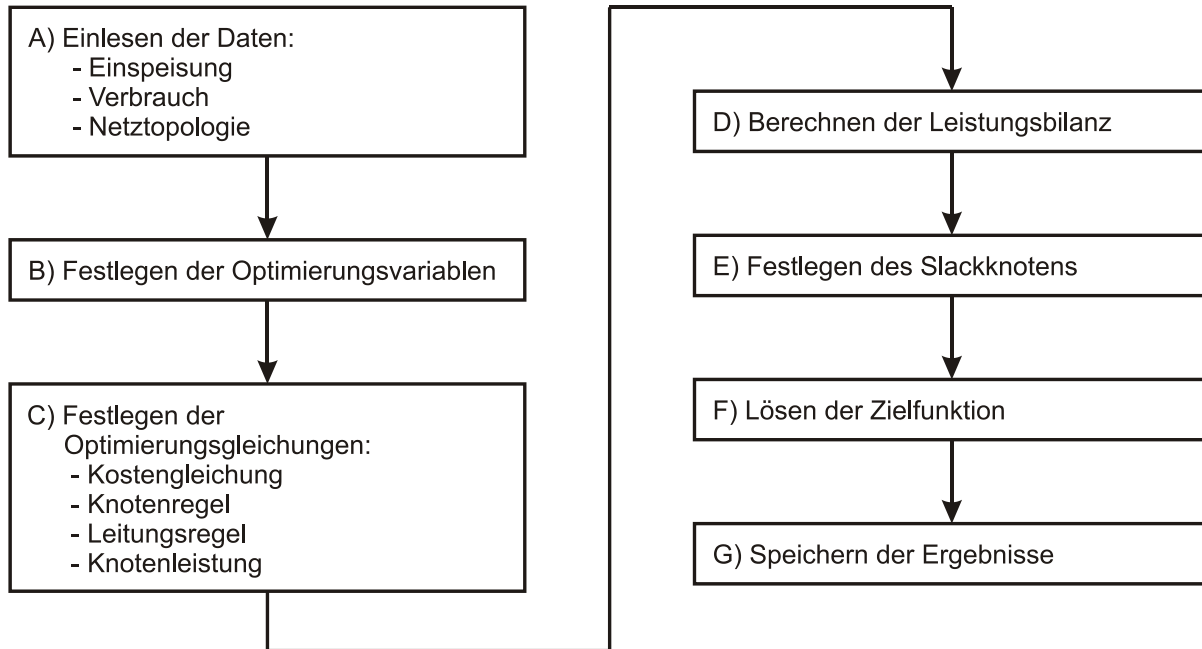


Abbildung 27: Flussdiagramm für das Modell zur Berechnung des Lastflusses

A) Einlesen der Daten

In diesem Schritt werden die modellspezifischen Daten wie

- Einspeisung:
Information über die Kraftwerke im Netz (Leistung, Erzeugungskosten, etc.)
- Verbrauch:
Information über die Verbraucher im Netz (Last, Knoten, etc.)
- Netztopologie:
Informationen über das Netz selbst (Knoten, Leitungen, Leitungsparameter, etc.)

ingelesen.

B) Festlegen der Optimierungsvariablen

Die Optimierungsvariablen sind jene Variablen, die dem Solver zur Verfügung stehen, um die Zielfunktion zu erfüllen. Diese Variablen können durch Nebenbedingungen oder durch direkte Einschränkungen¹⁸ beeinflusst, d.h. in ihrem Wertebereich begrenzt, sein.

C) Festlegen der Optimierungsgleichungen

Im Wesentlichen ist ein Optimierungsproblem durch das Definieren der Optimierungsvariablen und der Optimierungsgleichungen vollständig beschrieben. Letztere sind die Zielfunktion und die, den Lösungsraum einschränkende, Nebenbedingungen in Form von Gleichungs- und Ungleichungsbedingungen. Die Optimierungsgleichungen sind jene Gleichungen und Ungleichungen, die das Modell und seine Zusammenhänge beschreiben.

Kostengleichung

Hierbei handelt es sich um die Zielfunktion der Optimierung. Im Fall der DC-Lastflussrechnung hat diese Gleichung keine eigentliche Funktion, da keine Optimierung im ursprünglichen Sinn stattfindet. Da jedoch GAMS zum Erstellen und anschließenden Lösen eines Modells eine Zielfunktion benötigt, muss diese auch für die Berechnung des Lastflusses definiert werden.

Knotenregel

Diese Gleichung besagt, dass an einem Knoten ein Leistungsgleichgewicht herrschen muss. In weiterer Folge wird unter dem Leistungsgleichgewicht an einem Knoten verstanden, dass die Summe aus am Knoten erzeugter und an den Knoten geführter Leistung gleich der Summe der am Knoten verbrauchter und vom Knoten abgeführter Leistung sein muss.

Leistungsregel

Die Leistungsregel beschreibt die Umsetzung der DC-Lastflussformel (Formel 3.48).

Knotenleistung

Die Regel für die Knotenleistung ist für die Berechnung der Nettoleistung an jedem Knoten zuständig. Diese berechnet sich aus der Differenz zwischen der gesamten Erzeugung und dem gesamten Verbrauch an diesem Knoten.

¹⁸In GAMS besteht die Möglichkeit Variablen über die Verwendung von .lo oder .up Suffixes eine Unter- sowie Obergrenze für deren Wertebereich zu geben.

D) Berechnen der Leistungsbilanz

Für die Berechnung des DC-Lastflusses muss im gesamten betrachteten Netzgebiet jene Leistung vollständig verbraucht werden, welche auch eingespeist wird. Wirkleistungsverluste werden, wie im Kapitel 3.2.3 beschrieben, vernachlässigt. Kommt es bei der Aufbereitung der Eingangsdaten für das Modell zu Rundungsfehlern, kann der Fall eintreten, dass die Bilanz zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung im Netzgebiet nicht erfüllt ist.

Wenn die Bilanz ungleich Null ist, wird vom Algorithmus ein Ausgleichskraftwerk an den Slackknoten gehängt, um den Bilanzunterschied auszugleichen. Bei dem Ausgleichskraftwerk handelt es sich um ein imaginäres, nicht im Netz vorhandenes Kraftwerk, welches nur dann zum Einsatz kommt, wenn ein Bilanzunterschied gegeben ist.

E) Festlegung des Slackknotens

Die Definition des Slackknotens bzw. des Bezugsknotens ist notwendig, da für die Berechnung des DC-Lastflusses ein Referenzknoten an dem der Knotenspannungswinkel gleich Null ist, notwendig ist. Sämtliche Winkelwerte werden in weiterer Folge vom Referenzknoten aus berechnet.

F) Lösen der Zielfunktion

Hier findet die eigentliche Optimierung statt. Die Zielfunktion wird dabei unter Berücksichtigung der Einschränkungen, der Nebenbedingungen für die Variablen und der Eigenschaften des verwendeten Solvers gelöst.

G) Speichern der Ergebnisse

Zuletzt werden die Ergebnisse für die weitere Verarbeitung in Form von Excel-Sheets gespeichert.

4.2.2 Beispiel zur Erklärung der DC-Lastflussrechnung

Für dieses Beispiel wird ein Netz mit drei Knoten (siehe Abbildung 28) verwendet. Aus der gegebenen Einspeisung und dem gegebenen Verbrauch wird die Belastung der Leitungen, unter Verwendung des Superpositionsprinzips¹⁹, berechnet.

¹⁹Mit dem Superpositionsprinzip wird dieses Beispiel in Teilbeispiele zerlegt. Es wird zuerst die Belastung der Leitungen durch den Verbrauch im Knoten 2 und anschließend die Belastung durch den Verbrauch im Knoten 3 berechnet. Anschließend werden die Teilergebnisse zusammengezählt.

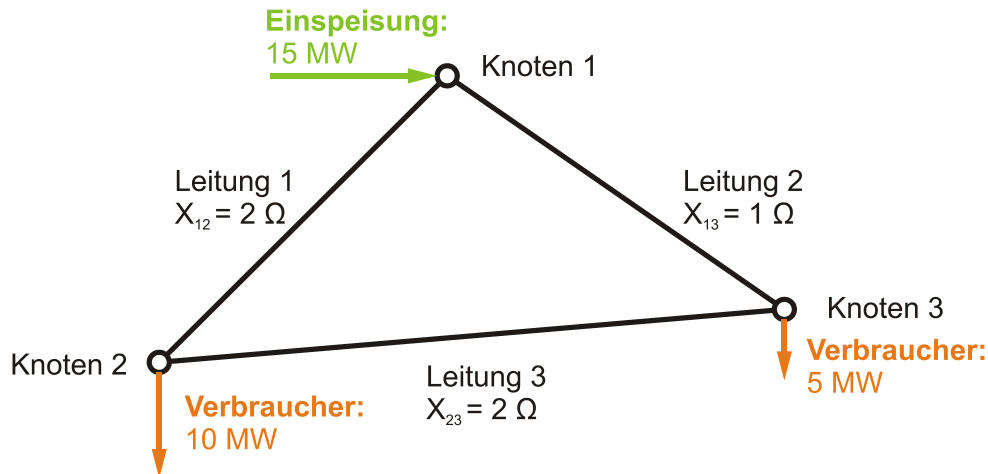


Abbildung 28: Drei-Knoten Beispielnetz zur Erklärung der Berechnung des DC-Lastflusses

Das Superpositionsprinzip kann angewandt werden, da es sich um ein lineares Problem handelt und die beiden Teilergebnisse voneinander unabhängig sind.

Der Berechnungsvorgang ist mit dem der Optimierung nicht zur Gänze ident, da die Optimierung über eine Vorgabe von Nebenbedingungen und Einschränkungen schrittweise zur Lösung kommt. Dieses Beispiel soll jedoch nicht die Funktionsweise des Solvers zum Finden einer Lösung für den Lastfluss beschreiben, sondern dient dazu, ein Grundverständnis für die Lastflussrechnung mit DC-Lastflussgleichungen zu vermitteln.

Betrachtung des Verbrauchers in Knoten 2

Zuerst wird nur der Verbraucher im Knoten 2 betrachtet. Da der Verbrauch genau gedeckt werden muss, wird nur jener Teil der Erzeugung berücksichtigt, der zum Decken des Verbrauches nötig ist. Wie in Kapitel 3.3.2 erwähnt, sind die DC-Lastflussgleichungen analog zum ohmschen Gesetz und die verwendeten Variablen gehorchen den ohmschen und kirchhoffschen Regeln. Daraus folgt, dass sich der Lastfluss von der Erzeugung im Knoten 1 zum Verbrauch im Knoten 2 in Abhängigkeit von den Leitungsimpedanzen aufteilt.

$$P_{\text{Einspeisung}} = 10 \text{ MW} \quad 4.1$$

$$P_{\text{Verbraucher}} = 10 \text{ MW} \quad 4.2$$

$$X_{12} = 2 \Omega \quad 4.3$$

$$X_{13} + X_{32} = 3 \Omega \quad 4.4$$

$$P_{12} = P_{Einspeisung} \cdot \frac{X_{13} + X_{32}}{X_{12} + X_{13} + X_{32}} = 10 \text{ MW} \cdot \frac{3 \Omega}{2 \Omega + 3 \Omega} = 6 \text{ MW} \quad 4.5$$

$$P_{132} = P_{Einspeisung} \cdot \frac{X_{12}}{X_{12} + X_{13} + X_{32}} = 10 \text{ MW} \cdot \frac{2 \Omega}{2 \Omega + 3 \Omega} = 4 \text{ MW} \quad 4.6$$

Betrachtung des Verbrauchers in Knoten 3

Hier wird analog zur „Betrachtung des Verbrauchers in Knoten 2“ vorgegangen.

$$P_{Einspeisung} = 5 \text{ MW} \quad 4.7$$

$$P_{Verbrauch} = 5 \text{ MW} \quad 4.8$$

$$X_{13} = 1 \Omega \quad 4.9$$

$$X_{12} + X_{23} = 4 \Omega \quad 4.10$$

$$P_{13} = P_{Einspeisung} \cdot \frac{X_{12} + X_{23}}{X_{13} + X_{12} + X_{23}} = 5 \text{ MW} \cdot \frac{4 \Omega}{1 \Omega + 4 \Omega} = 4 \text{ MW} \quad 4.11$$

$$P_{123} = P_{Einspeisung} \cdot \frac{X_{12} + X_{23}}{X_{13} + X_{12} + X_{23}} = 5 \text{ MW} \cdot \frac{1 \Omega}{1 \Omega + 4 \Omega} = 1 \text{ MW} \quad 4.12$$

Superposition der Teilergebnisse

Im letzten Schritt der Berechnung werden die Teilergebnisse superpositioniert und das Endergebnis berechnet (siehe Abbildung 29).

$$P_{Leitung 1} = P_{12} + P_{123} = 6 \text{ MW} + 1 \text{ MW} = 7 \text{ MW} \quad 4.13$$

$$P_{Leitung 2} = P_{13} + P_{132} = 4 \text{ MW} + 4 \text{ MW} = 8 \text{ MW} \quad 4.14$$

$$P_{Leitung 3} = -P_{132} + P_{123} = -1 \text{ MW} + 4 \text{ MW} = 3 \text{ MW} \quad 4.15$$

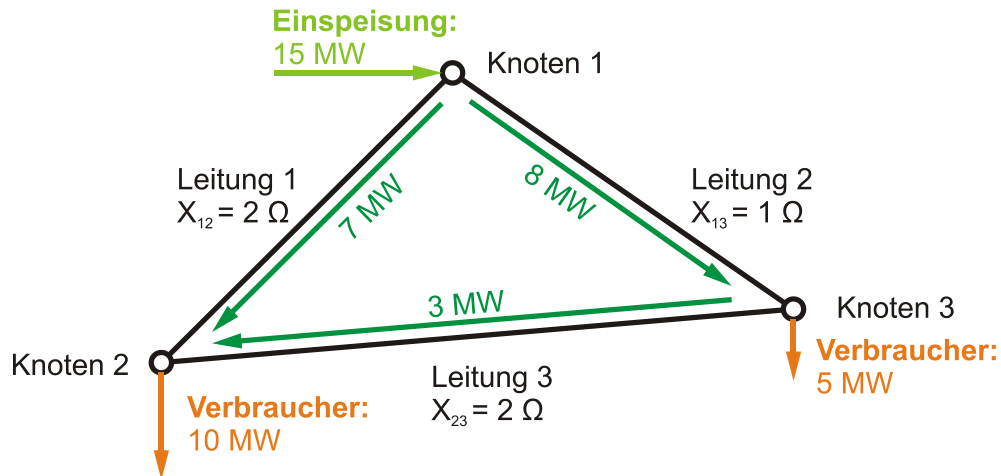


Abbildung 29: Ergebnis des Drei-Knotenbeispiels zur Erklärung der DC-Lastflussrechnung

Die Berechnung des Lastflusses ist für das gezeigte Beispiel verhältnismäßig einfach. Es zeigt sich jedoch, dass mit zunehmender Anzahl an Knoten, Leitungen, Einspeisungen und Verbrauchern auch die Komplexität immer mehr zunimmt. Dadurch wird eine händische Lösung unter vernünftigen Aufwand nicht mehr möglich.

4.3 Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um die Möglichkeit des Redispatches

Die erste Erweiterung der DC-Lastflussrechnung beinhaltet die Möglichkeit eines Kraftwerks-Redispatches, was zugleich auch die erste tatsächliche Optimierungsaufgabe darstellt.

4.3.1 Redispatch

Unter dem Begriff Redispatch wird in der Elektrizitätswirtschaft die Neuzuweisung des Kraftwerksparkes aufgrund von Engpässen im Netz verstanden (Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund), 2008 S. 14).

Zur Deckung des Bedarfs der Verbraucher werden die Kraftwerke nach Merit Order²⁰ eingesetzt, so dass eine kostenminimale Bedarfsdeckung stattfindet. Durch den Kraftwerkseinsatz (Dispatch) nach Merit Order kann es dazu kommen, dass Leitungen überlastet sind. Mittels eines Redispatches wird

²⁰Darunter versteht man, dass Kraftwerke nach ihren variablen Erzeugungskosten aufsteigend gereiht werden und nach dieser Reihung zum Einsatz kommen. D.h. günstige Kraftwerke werden zuerst eingesetzt, teurere erst bei höherem Bedarf.

der kostengünstigste Kraftwerkseinsatz ermittelt, bei welchem zudem die maximale Leitungsbelastung einer jeden Leitung nicht überschritten wird.

4.3.2 Flussdiagramm für das Modell mit Redispatch

Die grau hinterlegten Elemente in Abbildung 30 sind ident mit denen aus dem Kapitel 4.2.1 und werden daher nicht noch einmal erklärt.

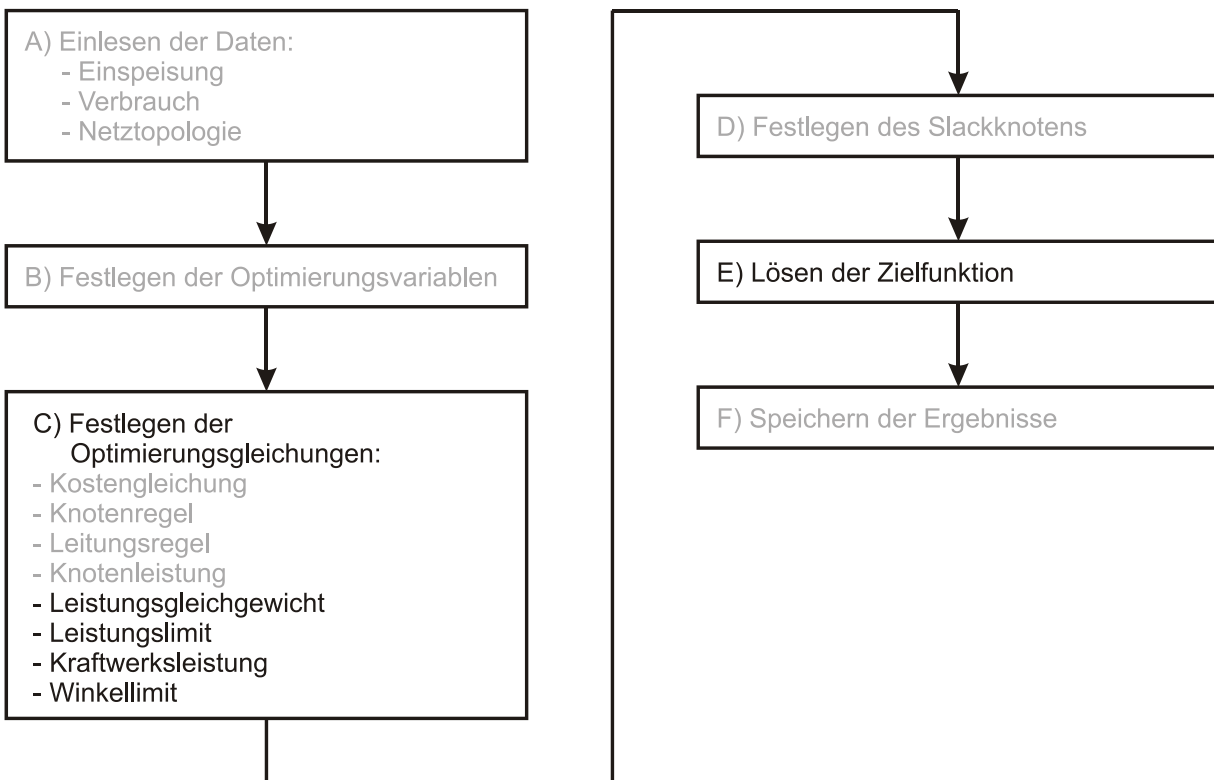


Abbildung 30: Flussdiagramm des Modells für den Einsatz von Redispatch

C) Festlegen der Optimierungsgleichungen

Leistungsgleichgewicht

Die Gleichung für das Leitungsgleichgewicht definiert, dass die gesamte erzeugte Leistung gleich der gesamten verbrauchten Leistung sein muss. Diese Nebenbedingung ist notwendig, damit der Einsatz der Kraftwerke genau an den Verbrauch angepasst wird. Die Zielfunktion alleine (nämlich die Minimierung der Kosten) würde ohne diese Nebenbedingung kein Kraftwerk aktivieren, da dies die minimalen Kosten erzeugen würde.

Leitungslimit

Ungleichungen, welche die maximale Leitungsauslastung definieren. Es werden sowohl das positive als auch das negative Limit für die Leitungen festgelegt, woraus sich ergibt, dass die durch den Redispatch entstehende Leitungsbelastung stets unter diesen Grenzwerten liegen muss. Die Unterteilung in positives und negatives Limit berücksichtigt die Richtung des Lastflusses²¹.

Kraftwerksleistung

Es handelt sich dabei um Ungleichungen, die definieren, dass die erzeugte Leistung eines Kraftwerkes solange es eingeschalten ist, zwischen der minimal und maximal möglichen Leistung liegen muss. Ob ein Kraftwerk eingeschalten ist oder nicht, wird über eine binäre Optimierungsvariable durch den Solver festgelegt. Diese Einschränkung wird benötigt, da sonst wegen der Minimierung der Kosten stets das billigste Kraftwerk, so es die Leitungslimits erlauben, den gesamten Bedarf decken würde, ungeachtet dessen, ob es die Leistung überhaupt erzeugen kann.

Winkellimit

Ähnlich der Ungleichungen für das Leitungslimit definiert das Winkellimit den maximalen Leitungsspannungswinkel, d.h. die maximale Winkelspannungsdifferenz zwischen zwei durch eine Leitung verbundene Knoten. Die Nebenbedingung, dass die Winkelspannungsdifferenz gewisse Grenzen nicht überschreiten darf, berücksichtigt das Problem von Wechselstromübertragung über lange Leitungen.

E) Lösen der Zielfunktion

An dieser Stelle wird die Optimierung durchgeführt. Es wird vom Solver versucht, unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Nebenbedingungen, einen möglichst kostengünstigen Kraftwerkseinsatzplan zu erstellen.

²¹In den Daten der Netztopologie wird für jede Leitung eine Richtung mit Start- und Endknoten festgelegt. Ist der Lastfluss positiv, entspricht die Lastflussrichtung der Leitungsrichtung. Ist er negativ, ist dem nicht der Fall und der Lastfluss fließt in die Gegenrichtung.

4.3.3 Beispiel zur Erklärung des Redispatches

In diesem Beispiel soll eine Leitungsüberlastung durch den Einsatz eines Redispatches vermieden werden. Zur Demonstration des Redispatches wird das in Abbildung 31 (links) gezeigte Netz verwendet, die Beispielparameter sind Tabelle 6 zu entnehmen. Die Berechnung des Lastflusses als Resultat der Einspeisung und des Verbrauches wird mit dem im Kapitel 4.2.1 beschriebenen Modell durchgeführt, dessen Ergebnis in Abbildung 31 (rechts) angeführt ist.

Tabelle 6: Parameter für das Beispiel zur Erklärung des Redispatches

Leitungsparameter							
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇
x _L [p.u.]	0,12	0,14	0,17	0,2	0,26	0,18	0,09
P _{MAX} [MW]	50	25	30	45	40	20	40
Erzeugung				Verbrauch			
Kraftwerk	Knoten	P _{MAX} [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]	Verbraucher	Knoten	Last [MW]	
KW ₁	1	220	12	V ₁	2	45	
KW ₂	4	80	30	V ₂	3	100	
KW ₃	5	50	40	V ₃	4	45	

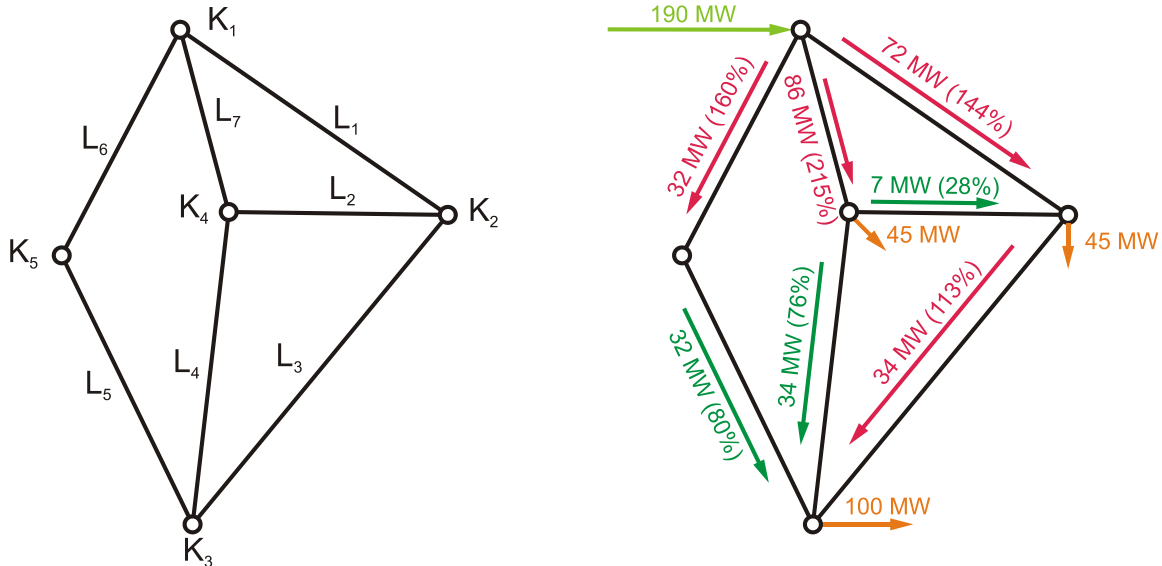


Abbildung 31: Netz für das Beispiel zur Erklärung des Redispatches (links) und resultierender Lastfluss durch den Einsatz der Kraftwerke nach Merit Order unter Vernachlässigung der Leitungslimits (rechts).

Aus einem Vergleich der Leitungslimits aus Tabelle 6 mit den Ergebnissen aus Abbildung 31 ist ersichtlich, dass die Leitungen L₁, L₃, L₆ sowie L₇ durch den Einsatz der Kraftwerke nach Merit Order überlastet sind. Um diesen Überlastungszustand der Leitungen zu beenden, muss ein Redispatch durchgeführt werden. Eine nicht-rechnerunterstützte Ermittlung des Redispatches für dieses

Beispiel wäre zu aufwändig und daher nicht zielführend. Die Ergebnisse des Modells mit Redispatch sind in Abbildung 32 angeführt.

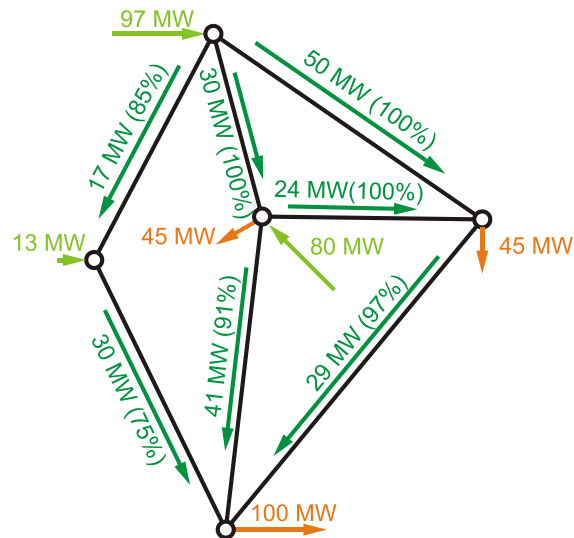


Abbildung 32: Lastfluss durch den Einsatz des Redispatches und unter Berücksichtigung der Leitungslimits

Betrachtet man den Lastfluss in Abbildung 32 erkennt man, dass es zu keiner Überlastung von Leitungen mehr kommt. Allerdings sind die Kosten zum Decken des Verbrauches gestiegen, da zwei teurere Kraftwerke zum Einsatz gekommen sind. Kraftwerk KW_1 im Knoten K_1 speiste zuvor 190 MW ins Netz, nach dem Redispatch hingegen nur mehr 97 MW. Die restliche Leistung wird durch die teureren Kraftwerke KW_2 und KW_3 gedeckt. Die Lastflusslösung in Abbildung 32 zeigt den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung der maximalen Leitungsbelastung.

4.4 Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um Phasenschiebertransformatoren

Im nächsten Schritt wird die einfache Lastflussrechnung aus Kapitel 4.2, ohne die beim Redispatch gezeigten Änderungen, um Phasenschiebertransformatoren erweitert. Diese Erweiterung führt zu einer Veränderung der Leitungsgleichungen für all jene Leitungen, auf denen ein Phasenschiebertransformator installiert ist.

4.4.1 Gleichungssystem und Flussdiagramm für das Modell mit Phasenschiebertransformatoreinsatz

Die für die Berechnung der Auswirkung des Phasenschiebertransformatoreinsatzes wichtigen Gleichungen sind Kapitel 2.3.6 zu entnehmen. Aus diesen Gleichungen erlangt man die für die Optimierung benötigte Gleichung für den Einsatz des Phasenschiebertransformators (PSTs) in der DC-Lastflussrechnung.

$$P_{km} = \frac{\theta_{km} - \theta_{PST}}{X_L + X_{PST}} \quad 4.16$$

Der Abzug des PST-Winkels von der Spannungswinkeldifferenz lässt sich vermutlich damit begründen, dass ein positiver PST-Winkel eine Leitung entlastet (Retard-Betrieb), was der Hauptaufgabe des PSTs entspricht.

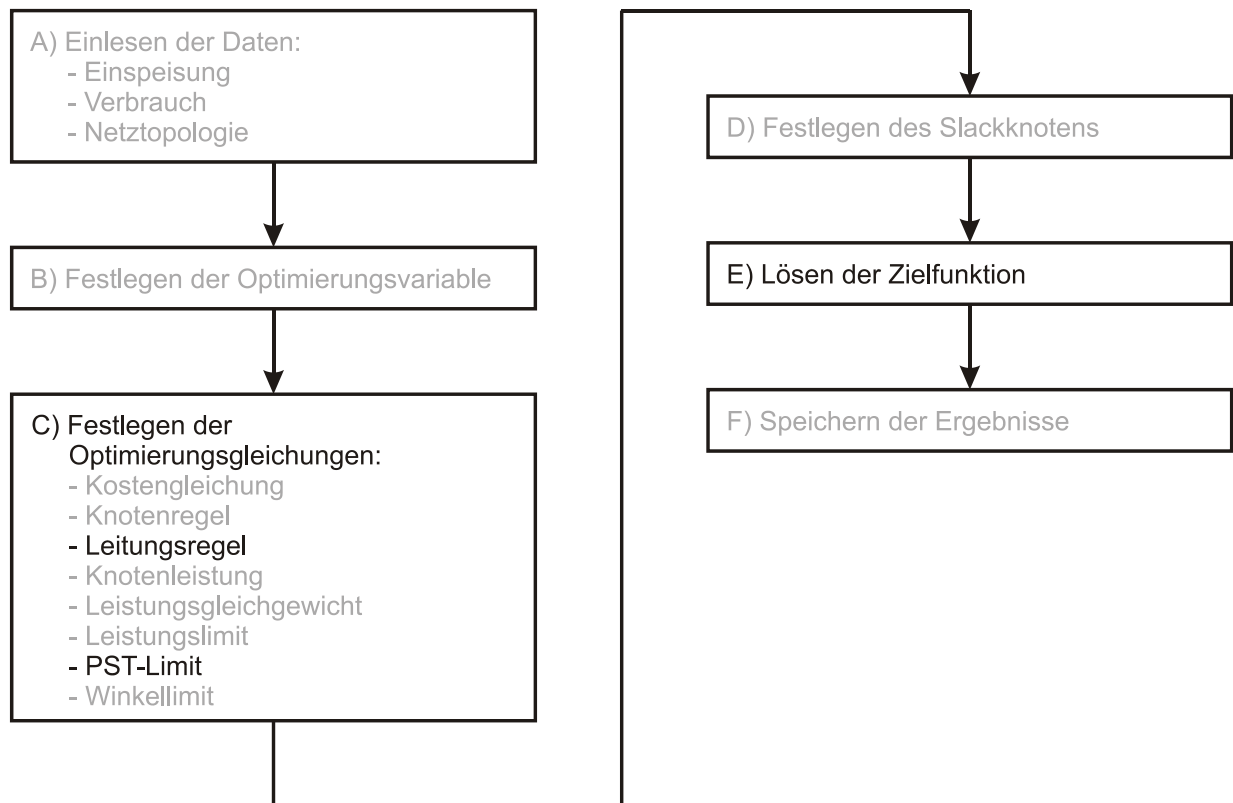


Abbildung 33: Flussdiagramm für das Modell mit PST-Einsatz

B) Festlegen der Optimierungsgleichungen

Leistungsregel

Die bisher bekannte Gleichung für Leitungen (Formel 3.48) wird durch die Formel 4.16 ersetzt. Bei Leitungen, die über keinen PST verfügen, wird der Winkel θ_{PST} auf Null festgesetzt.

PST – Limit

Diese Ungleichungen definieren den maximalen und minimalen Wert für den Steuerwinkel des Phasenschiebertransformators. Diese Nebenbedingung ist notwendig, um dem Solver nicht zu ermöglichen, dass er beliebig viel Leistung durch einen PST-Einsatz verschieben kann.

E) Lösen der Zielfunktion

Bei der Optimierung wird versucht, überlastete Leitungen mittels PST-Einsatz zu entlasten.

4.4.2 Fehler bei der Einbindung von Phasenschiebertransformatoren in den DC-Lastfluss

Durch den Einsatz des Phasenschiebertransformators ergibt sich ein weiterer Fehler bei der Berechnung des DC-Lastflusses. Um die Ausmaße dieses Fehlers festzustellen, wird die Publikation (Van Hertem, et al., 2006), welche eben diese Fragestellung behandelt, in diesem Kapitel diskutiert.

In dem dieser Publikation zu Grunde liegenden Versuch wird ein Netz mit 300 Knoten verwendet, dessen Leitungen ein X'/R' -Verhältnis von 5,5 aufweisen und die Standardabweichung der Knotenspannungen 0,03 beträgt. Damit ist dieses Netz mit den aus (Purchala, et al., 2005) gewonnen Erkenntnissen für eine DC-Lastflussberechnung a priori schlecht geeignet und es werden Fehler von über 5 % allein durch die Vereinfachungen des DC-Lastflusses erwartet (siehe Kapitel 3.4, Abbildung 20 und Abbildung 23). Für die ordnungsgemäße Funktion des PSTs wird dieser an einer Leitung, welche über eine Parallelleitung verfügt, angebracht. Die Impedanz des PST wurde von (Van Hertem, et al., 2006 S. 4) mit 0,09 p.u. und der maximale Steuerwinkel bei $\pm 30^\circ$ angenommen. Für aussagekräftige Ergebnisse wurden drei Fälle berechnet, in denen jeweils unterschiedliche Einbauorte des PSTs im Testnetz angenommen wurden.

Die resultierende Ungenauigkeit besteht im Wesentlichen aus dem allgemeinen Fehler durch die DC-Lastflussrechnung und dem zusätzlichen Fehler durch den Phasenschiebertransformator. Um nur den Fehler durch den PST ermitteln zu können, musste der gesamte Fehler um den Fehler bei einem θ_{PST} von 0° bereinigt werden.

(Van Hertem, et al., 2006 S. 5) zeigt, dass der Fehler durch PSTs vom eingestellten Steuerwinkel abhängt. Bei einem Steuerwinkel von $\pm 30^\circ$ liegt dieser Fehler bei rund 5 % des Lastflusses. Es kam während der Simulation jedoch auch zu wesentlich höheren Fehlern (20%) auf die in (Van Hertem, et al., 2006) jedoch nicht weiter eingegangen wird.

Das Ergebnis der Publikation besagt, dass solange der Steuerwinkel des PSTs klein ist, der daraus resultierende Fehler bei der betroffenen Leitung auch unter 5 % liegt. Es gehört jedoch erwähnt, dass dieser Fehler zusätzlich zum allgemeinen Fehler durch die Vereinfachungen des DC-Lastflusses auftritt, wodurch der Fehler der DC-Lastflussrechnung insgesamt größer wird.

4.4.3 Beispiel zur Erklärung des Modells mit PST-Einsatz

Anhand dieses Beispiels soll die Funktionsweise des PSTs im Netzbetrieb näher erläutert werden. Da der Aufwand ein Netzwerk mit fünf Knoten und dem Einsatz eines PSTs händisch zu berechnen sehr hoch ist, wird für das Beispiel zuerst der Lastfluss ohne Leitungslimit mit dem Modell für die Lastflussberechnung ermittelt. Anschließend wird mit den Ergebnissen des Modells für den PST-Einsatz und den gegebenen Leitungslimit ein Vergleich herangezogen. Es wird ein Beispielnetzwerk (siehe Abbildung 34, links) mit fünf Knoten verwendet. An einer der Leitungen, jene die später überlastet sein wird, wird ein PST angebracht. Die Leitungsparameter sind der Tabelle 7 zu entnehmen. Es werden 500 MW im Knoten K_1 eingespeist, die dann am Knoten K_3 entnommen werden. Für dieses Beispiel ist die Möglichkeit eines Redispatches nicht gegeben, weshalb die Einspeisung als fixer Wert angenommen wird.

Tabelle 7: Leitungsparameter für das Fünf-Knoten Beispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes

Parameter	Leitung 1	Leitung 2	Leitung 3	Leitung 4	Leitung 5	Leitung 6	Leitung 7
x_L [p.u.]	0,05	0,07	0,03	0,02	0,03	0,03	0,04
P_{MAX} [MW]	150	100	200	150	200	200	200

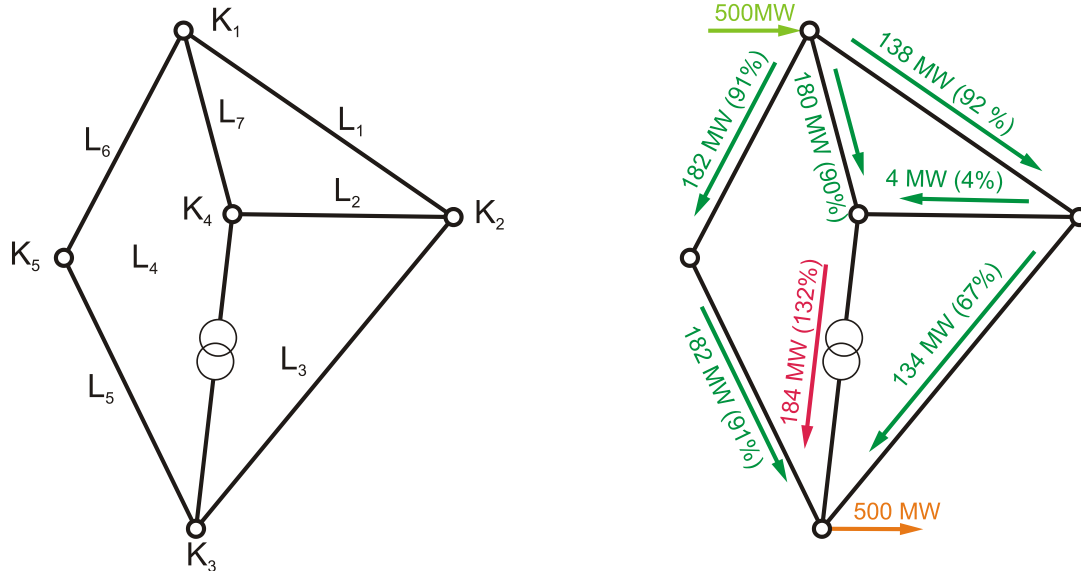


Abbildung 34: Beispielnetz (links) und die sich aus der Einspeisung und dem Verbrauch ergebenden Lastflüsse, ohne Berücksichtigung des PSTs, für das Fünf-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes (rechts)

Mittels des Lastflussmodells lässt sich der sich einstellende Lastfluss ermitteln (siehe Abbildung 34, rechts). Ein Vergleich der Ergebnisse der Lastflussberechnung mit den maximalen Leitungsauslastungen der Tabelle 7 zeigt, dass die Leitung L_4 um 34 MW überlastet ist. Diese Leistung muss durch den PST von der Leitung verdrängt werden, was zu einer veränderten Belastung der anderen Leitungen des Netzes führt. Verständlicherweise darf es durch diese erhöhte Belastung zu keiner Überlastung auf den Ausweicheitungen kommen.

Der resultierende Lastfluss, nach der Verdrängung der 34 MW auf Leitung L_4 durch den Einsatz des PSTs, wird in Abbildung 35 gezeigt. Der Lastfluss auf der Leitung L_4 ist nun, wie gefordert, auf das Limit reduziert. Die Leitungen L_1 , L_3 sowie L_5 und L_6 sind durch die verdrängte Leistung höher, jedoch unter ihrem Limit, belastet. Auf der Leitung L_2 kommt es zu einer Veränderung der Lastflussrichtung, sowie zu einer Erhöhung des Lastflusses.

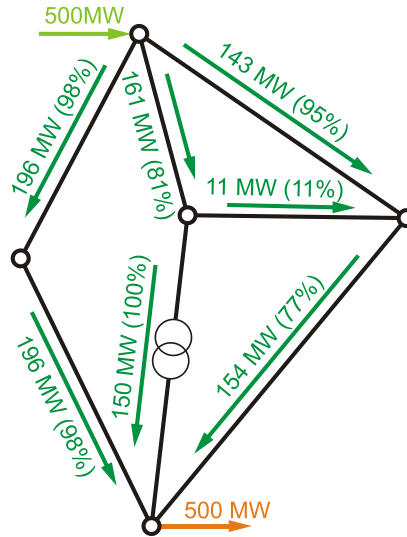


Abbildung 35: PST-Einsatz und sich daraus ergebenden Lastflüsse für das Fünf-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes

Grundsätzlich ist es für einen Phasenschiebertransformator möglich eine Erhöhung des Lastflusses auf der Leitung, auf der er sich befindet, zu bewirken, mit dem Resultat, dass sich die Leistung auf einem Großteil der Leitungen im Netz reduziert (sogenannter Advance-Betrieb, siehe Kapitel 2.3.6.2). Bei diesem Beispiel wären das die Leitungen L_1 , L_2 , L_3 sowie L_5 und L_6 . In dieser Arbeit und dem daraus resultierenden Modell ist diese Möglichkeit jedoch nicht genutzt, da die Annahme gilt, dass der Phasenschiebertransformator nur für die Leitungsentlastung herangezogen wird.

4.5 Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um HVDC-Links

HVDC-Links werden im Modell wie normale Leitungen behandelt, jedoch verfügen sie über andere Werte für die verschiedenen leitungsbeschreibenden Parameter. Daraus folgt, dass die Verwendung von HVDC-Links keiner Veränderung des Modells bedarf, jedoch müssen die InputDaten (Kapitel 4.7.1.2) dementsprechend angepasst werden.

HVDC-Links weisen eine Leitungsimpedanz von $Z_L \leq 0,0001$ p. u. auf:

Dieser geringe Widerstand lässt sich damit begründen, dass HVDC-Links lediglich Wirkleistung transportieren, wodurch der Blindanteil der Leitungsimpedanz vernachlässigt werden kann. Da jedoch beim DC-Lastfluss der Widerstand der Leitung bereits vernachlässigt ist, würde dies zu einer Leitungsimpedanz gleich Null führen. Allerdings ist aufgrund der Leitungsregel (Kapitel 4.2.1) eine Leitungsimpedanz von Null nicht zulässig, da dies zu einer Division durch Null führen würde.

HVDC-Links weisen ein sehr hohes Winkellimit auf:

Da bei diesen Leitungen lediglich Gleichstrom übertragen wird, gibt es das Problem der langen Leitung nicht (siehe Kapitel 2.3.2). Daher ist es prinzipiell nicht nötig, ein Limit für die Spannungswinkeldifferenz einzustellen. Da aber GAMS, um die Optimierung durchführen zu können, nach einem Wert für das Limit verlangt, wird dieser mit 180° angenommen.

Das Leistungslimit des HVDC-Links wird direkt festgelegt:

Bei normalen Leitungen wird das Leistungslimit der Leitung aus dem thermischen Limit unter Berücksichtigung einer gewissen Sicherheitsmarge (siehe Kapitel 6.2) ermittelt. Bei HVDC-Links wird das Limit direkt durch die maximal zulässige Leistung der Anlage festgelegt, eine Sicherheitsmarge wird dabei nicht berücksichtigt.

4.6 Erweiterung der einfachen DC-Berechnung um Power Demand Side Management

Ausgehend vom Modell für die Lastflussberechnung (Kapitel 4.2) wird ein weiterer Mechanismus zur Lastflussbeeinflussung, das Power Demand Side Management (*PDSM*) hinzugefügt.

4.6.1 Power Demand Side Management

Bei *PDSM* handelt es sich laut (Gutsch, et al., 2008 S. 4ff.) um einen Eingriff in das Verbraucherverhalten großer industrieller Verbraucher, die über die Möglichkeit elektrische Energie in Form von Dienstleistungen zu speichern verfügen, was angesichts der allgemein schlechten Speicherbarkeit elektrischer Energie genutzt werden sollte. Dieses Speicherpotential bietet die Möglichkeit Lastspitzen durch eine zeitliche Verschiebung des Energieverbrauches zu reduzieren. Als Beispiel wäre hier ein Schotterwerk zu nennen, welches zu Zeiten niedrigen Verbrauchs seine energieintensiven Maschinen, Brecher und Siebe einsetzen kann, um die Lagerbestände aufzufüllen und in Spitzenlastzeiten die Maschinen vom Netz nimmt und die weitere Produktion aus den angehäuften Lagerbeständen, welche die Dienstleistungsspeicher bilden, betreibt. Verständlicherweise wird ein solcher Betrieb für den Verzicht der Leistungsentnahme bezahlt.

Eine weitere Möglichkeit des *PDSM* ist, sollte ein Leistungsüberschuss im Netz vorhanden sein, dass ein solcher Betrieb seine Maschinen in Betrieb nimmt. Die Inbetriebnahme geschieht somit auch,

wenn dies im Betriebsplan nicht vorgesehen wäre und somit als zusätzlicher Verbraucher agiert, wodurch ein Eingriff auf den Kraftwerkeinsatzplan nicht mehr nötig ist.

Das Gesamtpotential an durch PDSM einsparbarer Leistung beträgt laut (Gutschi, et al., 2008 S. 14), für Österreich 664 MW.

4.6.2 Beispiel zur Erklärung des PDSM-Einsatzes

Als Beispielnetz wird das Netz aus Kapitel 4.4.3 herangezogen (siehe Abbildung 34 links, sowie Tabelle 7). In diesem Beispiel liegt ein Vertrag mit dem Verbraucher im Knoten K_5 bezüglich PDSM vor, der besagt, dass der Verbraucher für jede im Bedarfsfall nicht benötigte Energie 400 € bekommt. In Abbildung 36 wird gezeigt, wie sich die Lastflüsse bei einer Berechnung ohne Leitungslimits (linke Seite) und bei Berücksichtigung der Leitungslimits und unter Verwendung von PDSM (rechte Seite) ausbilden.

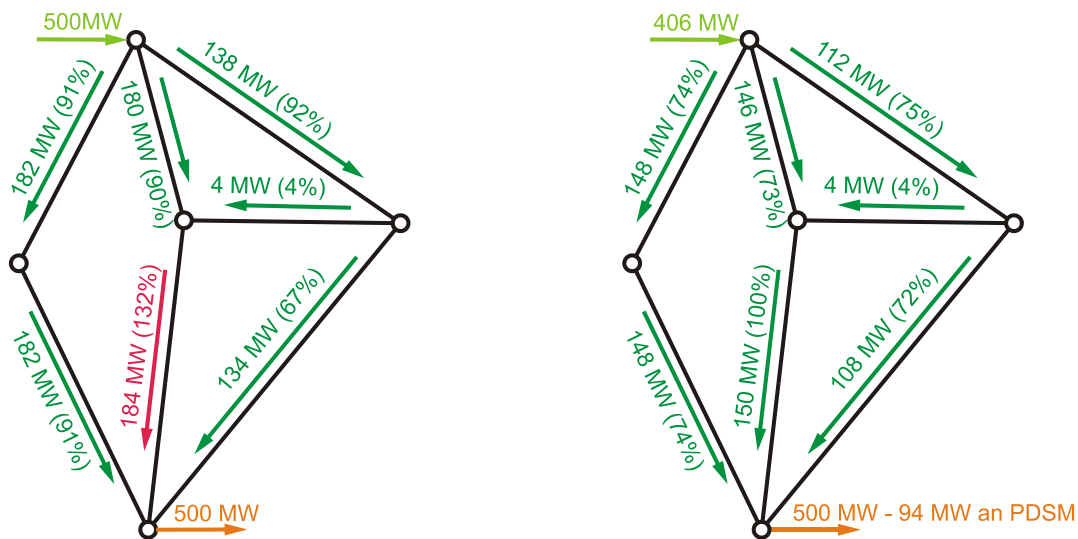


Abbildung 36: Lastfluss unter Vernachlässigung der Leitungslimits (links) und sich aus dem Einsatz von PDSM ergebender Lastfluss (rechts) für das Fünf-Knoten Beispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen des PDSM-Einsatzes

Anhand der Ergebnisse der Optimierung lässt sich erkennen, dass durch den Einsatz von PDSM ein ordnungsgemäßer Netzzustand erreicht wird, jedoch ist das Erreichen dieses Zustandes mit erheblichen Kosten verbunden. Die aus dem Einsatz von PDSM resultierenden Kosten würden sich in diesem Beispiel auf 37.600 €/h (ergibt sich aus $400 \text{ €/MWh} \cdot 94 \text{ MW}$) belaufen.

4.7 Modell für die DC-Lastflussoptimierung

Da in der Elektrizitätswirtschaft alle bisher erwähnten Mechanismen für einen funktionierenden sicheren Netzbetrieb zum Einsatz kommen, müssen diese in einem Modell zusammengefügt werden. Da es jedoch verschiedene Einsatzgebiete für die Modelle gibt, wäre es aus performance-Gründen (Rechenzeit, Datenkomplexität) nicht sinnvoll Modelle zu erstellen, die für ihre jeweilige Aufgabenstellung überdimensioniert sind. Daher werden für diese Arbeit drei verschiedene Modelle, die alle dieselbe Grundstruktur aufweisen, erstellt. Je nach gewählter Aufgabenstellung lässt sich dann eines der Modelle zum Lösen der Aufgabenstellung heranziehen. Bei den drei Modellen handelt es sich um:

Lastflussmodell

Dieses Modell dient dazu eine schnelle Berechnung des Lastflusses zu ermöglichen und entspricht dem in Kapitel 4.2 beschriebenen Modell. Das Modell ist die Grundlage für weitere Berechnungen, da nur dann ein Redispatch, PST- oder PDSM-Einsatz notwendig ist, wenn aus den Ergebnissen des Modells zur Berechnung des Lastflusses hervorgeht, dass Leitungen überlastet sind.

Lastflussmodell für die monatliche Energiedeckungsrechnung

Bei diesem Modell besteht die Möglichkeit auf die folgenden Entlastungsmechanismen zurückzugreifen, um eine überlastete Leitung zu entlasten:

- Einsatz von PSTs
- Einsatz von Redispatch

Der Verzicht von PDSM lässt sich damit begründen, dass die Monatslast nur mit den oben angeführten Methoden gedeckt gehört. Da das Modell auf der Annahme beruht, dass jeder Verbraucher über einen Vertrag zum PDSM verfügt, kann die durch PDSM eingesparte Leistung als Signal für einen Kraftwerkszubau gesehen werden²². Da aber nur neue Kraftwerke zugebaut werden sollen, wenn die Jahreshöchstlast nicht gedeckt wird, wird bei diesem Modell auf den Einsatz von PDSM verzichtet.

²²Kommt es durch den gegebenen Verbrauch und unter Berücksichtigung der Leitungslimits zu einem hohen Einsatz von PDSM bedeutet das, dass im Netz zu wenig Erzeugungskapazität für die gegebenen Leitungslimits vorhanden ist. Die Knoten an denen häufig viel Leistung durch PDSM eingespart wurde, sind jene Knoten, an denen sinnvollerweise Kraftwerkskapazitäten zugebaut werden sollten.

Lastflussmodell für die Jahreshöchstlast

Das dritte Modell wird bei Leitungsüberlastung und für den Jahreshöchstlastfall verwendet und verfügt über die folgenden, ihrer Einsatzpriorität nach gereihten, Mechanismen:

- Einsatz von PSTs
- Einsatz von Redispatch
- Einsatz von PDSM

4.7.1 Ausführliche Modellbeschreibung

Hier wird beschrieben aus welchen Elementen sich ein Modell generell zusammensetzt. Im nächsten Schritt werden die Variablen, Zielgröße, Zielfunktion sowie die Nebenbedingungen, die das Modell verwendet näher beschrieben, wobei die Namen innerhalb der Klammern den Namen im GAMS Code angeben. Sämtliche Elemente werden nur einmal erklärt. Tabelle 8 zeigt, welche Elemente bei welchem Modell eingesetzt werden.

4.7.1.1 *Modelldefinition mit Zielfunktion und Nebenbedingungen*

Optimierungsmodelle definieren sich durch die folgenden Elemente:

Parameter:

Parameter sind Werte, welche dem Modell übergeben werden und bei der Optimierung unveränderlich sind.

Variablen:

Bei der Optimierung kann der Solver zum Lösen der Zielfunktion die Variablen beliebig verändern, solange sie ihre vorher definierten Grenzwerte nicht überschreiten.

Zielgröße:

Das ist jene Größe, welche durch die Zielfunktion beschrieben wird und durch die Optimierung der Variablen minimiert oder maximiert wird.

Zielfunktion:

Die Zielfunktion gibt an, wie die Zielgröße von den Variablen und Parametern des Modells abhängt. Bei der linearen Optimierung ist es, wie der Name schon sagt, wichtig, dass die Zielfunktion eine lineare Funktion ist, da der Solver diese sonst nicht lösen kann.

Nebenbedingungen:

Diese Gleichungen oder Ungleichungen geben die Zusammenhänge der Variablen sowie Parameter untereinander an und werden genutzt, um den Lösungsbereich der Optimierung einzugrenzen.

Variablen:

Knotenleistung (leistung kn_{netto}):

Dabei handelt es sich um jene Leistung, die an einem Knoten anliegt, d.h. jene Leistung, die für die Berechnung des Lastflusses benötigt wird. Diese ergibt sich aus der Differenz von eingespeister zu entnommener Leistung.

Kraftwerksleistung (leistung kw) und Switch-Variable (einaus):

Mittels dieser Optimierungsvariable kann der Solver einstellen wie groß die Leistung ist, die von einem Kraftwerk abgegeben werden kann. Diese Leistung ist mit einer binären Variable, der Switch-Variable gekoppelt, die angibt, ob ein Kraftwerk eingeschaltet ist oder nicht. Die Kraftwerksleistung kann entweder Null sein, wenn das Kraftwerk ausgeschaltet ist (die binäre Variable ist in dem Fall gleich Null) oder sich zwischen der minimalen und der maximalen Leistung des Kraftwerks befinden (die binäre Variable ist in diesem Fall gleich Eins).

Leistungsleistung (leistung ltg):

Diese Variable stellt den Lastfluss der Leitungen dar. Sie muss bei Modellen für Monatslast sowie Jahreshöchstlast im Bereich der positiven sowie negativen Leitungslimits liegen, beim reinen Lastflussmodell sind keine Grenzen vorhanden.

Knotenspannungswinkel (delta kn):

Der Knotenspannungswinkel ist neben den Leitungsimpedanzen die für den Lastfluss maßgebende Größe. Über die Differenz der Winkel von zwei über eine Leitung verbundenen Knoten lässt sich der DC-Lastfluss entsprechend Formel 3.48 berechnen. Diese Winkeldifferenz ist bei den Modellen für Monatslast sowie Jahreshöchstlast eingeschränkt, da es durch eine zu hohe Spannungswinkeldifferenz zu Stabilitätsproblemen kommen kann (Oeding, et al., 2004 S. 806ff.).

PST – Winkel:

Die Variable für den Phasenschieberwinkel besteht aus einem positiven und einem negativen Anteil. Diese Unterteilung ist nötig, um die Zielfunktion richtig definieren zu können. Da ein Phasenschiebertransformator nur über einen begrenzten Stellbereich verfügt, wird diese Variable ebenfalls eingeschränkt.

PDSM – Leistung:

Dabei handelt es sich um jene Leistung, die durch PDSM eingespart werden kann. In den Modellen wird der Bereich dieser Variable durch die Größe des Verbrauchs eingeschränkt, was bedeutet, dass jeder Verbrauch über die Möglichkeit verfügt, seinen Verbrauch durch PDSM auf Null zu senken. Durch die Annahme von hohen Kosten für PDSM wird PDSM aber nur verwendet, wenn weder der Einsatz eines PSTs noch ein Redispatch zu einem ordnungsgemäßen Netzbetrieb führt. Liest man die PDSM-Werte für jeden Knoten aus, so kann man aus diesen schließen, an welchem Knoten ein Leistungsdefizit aufgetreten ist.

Zielgröße:

Als Zielgröße bei allen Modellen sind jene Kosten definiert, die zum Decken des Verbrauches aufgewendet werden müssen. Die Aufgabe der Optimierung ist es, die Variablen innerhalb der durch Nebenbedingungen definierten Grenzen so zu stellen, dass die Kosten minimal werden.

Zielfunktion:

Die Zielfunktion beschreibt die Zusammenhänge verschiedener Variablen mit der Zielgröße, d.h. wie sich welche Variablen auf die Kosten auswirken. Jedes der drei Modelle hat eine eigene Zielfunktion.

Für das Lastflussmodell gilt:

$$Kosten = P_{Kraftwerke} \cdot 1 \quad 4.17$$

Es handelt sich hierbei um eine Dummyfunktion, da bei der Lastflussrechnung keine Optimierung und daher keine detaillierte Kostenfunktion notwendig ist (siehe Kapitel 4.2).

Die Zielfunktionen für die Modelle mit Redispatch sind einander sehr ähnlich und unterscheiden sich lediglich durch den Kostenanteil für PDSM, welcher nur im Jahreshöchstlastmodell enthalten ist und für das Monatslastmodell vernachlässigt werden kann.

$$\begin{aligned}
\text{Kosten} = & \sum_{\text{Kraftwerke}} (P_{\text{Kraftwerke}} \cdot \text{Erzeugungskosten}_{\text{Kraftwerke}}) \\
& + \sum_{\text{PST}} (\theta_{\text{PST-positiv}} \cdot 0.001) \\
& + \sum_{\text{PST}} (\theta_{\text{PST-negativ}} \cdot -0.001) + \sum_{\text{PDSM}} (P_{\text{PDSM}} \cdot 400)
\end{aligned} \tag{4.18}$$

Die Aufteilung in positiven und negativen Winkel ist notwendig, damit ein negativer PST-Winkel nicht zu einer Verringerung der Kosten führt²³. Der Einsatz des Phasenschiebertransformators wird deshalb mit 0,001 €/Grad beaufschlagt, damit der Solver den Winkel des PST einerseits möglichst gering hält und somit nur notwendige Änderungen durchführt und andererseits der PST-Einsatz jedenfalls einem Kraftwerks-Redispatch vorzuziehen ist. Wären die Kosten nicht gesetzt, könnte der Solver beliebige Änderungen am Lastfluss vornehmen. Die Kosten von 0,001 €/Grad führen selbst bei hohen Winkeländerungen zu keiner signifikanten Gesamtkostenänderung.

Die Kosten für den Einsatz von PDSM sind mit 400 €/MWh festgelegt. Dies ist damit zu begründen, dass 400 €/MWh sicher teurer sind als das teuerste Kraftwerk, wodurch PDSM erst nach dem Kraftwerks-Redispatch als letzte Möglichkeit angesehen wird. Der Term für PDSM kommt, wie schon in Kapitel 4.7 erwähnt, nur in dem Jahreshöchstlastmodell vor, da für die Monatslast der Einsatz von PDSM nicht in Betracht gezogen wird.

Nebenbedingungen:

Knotenregel

Diese Gleichung besagt, dass an einem Knoten ein Leistungsgleichgewicht herrschen muss, d.h. die eingespeiste, sowie die über Leitungen zugeführte Leistung muss gleich der verbrauchten und der über Leitungen abgeführten Leistung sein. Diese Regel muss in jedem Knoten erfüllt sein und stellt im Wesentlichen die kirchhoffsche Knotenregel in Analogie zur Gleichstromnetzwerkrechnung dar. Für diese Regel gibt es zwei Versionen: Die erste beschreibt die Zusammenhänge für den Betrieb ohne PDSM, d.h. sie wird für das Lastflussmodell sowie für das Monatslastmodell eingesetzt. Die zweite Variante besitzt einen Term für PDSM und wird daher im Jahreshöchstlastmodell eingesetzt. Die hier angeführten Gleichungen gelten für einen Knoten i , wobei das Lastflussmodell und das Monatslastmodell auf den Term für PDSM verzichten.

²³Würde man einen negativen Winkel mit positiven Kosten multiplizieren, wäre das Ergebnis ebenfalls negativ, d.h. es käme einer Kostenreduktion gleich. Da der Solver auf eine Kostenminimierung abzielt, würde er daher die PSTs stets so betreiben, dass sie mit einem negativen Winkel arbeiten.

$$\begin{aligned}
 P_{Knoten\ i} &= \sum_{\text{am Knoten } i} P_{Kraftwerke} - P_{Verbrauch\ her} + P_{PDSM} \\
 &= \sum_{\text{am Knoten } i} P_{Leitung\ -zugef\ \ddot{u}hrt} - P_{Leitung\ -abgef\ \ddot{u}hrt}
 \end{aligned}
 \tag{4.19}$$

Leistungsgleichgewicht

Die Gleichung für das Leistungsgleichgewicht definiert, dass die gesamte im Netzgebiet erzeugte Leistung inklusive der eventuell vermiedenen Leistung durch PDSM gleich der gesamten verbrauchten Leistung sein muss (Formel 4.20). Diese Gleichung wird benötigt, damit der Solver die Kraftwerke so einsetzen kann, dass der gesamte Bedarf gedeckt wird. Sollte dies aus irgendwelchen Gründen nicht möglich sein, wird die fehlende Leistung durch PDSM gedeckt. Diese Nebenbedingung wird von dem Monatslastmodell sowie vom Jahreshöchstlastmodell verwendet. Das Lastflussmodell benötigt diese Nebenbedingung nicht, da in diesem Modell die Erzeugung schon a priori dem Verbrauch entsprechen sollte. Wenn dem nicht so ist, deckt das Ausgleichskraftwerk die Differenz. Es gilt hier wieder, dass der Term, welcher PDSM berücksichtigt, nur für das Modell Redispatch für die Jahreshöchstlast Anwendung findet, für das Monatslastmodell ist dieser Term nicht implementiert.

$$\sum_{\text{alle Knoten}} P_{Kraftwerke} + \sum_{\text{alle Knoten}} P_{PDSM} = \sum_{\text{alle Knoten}} P_{Verbrauch\ her}
 \tag{4.20}$$

Leistungsregel

Diese Nebenbedingung definiert die Zusammenhänge zwischen Lastflüssen, Knotenleistungen und Spannungswinkeln. Die Gleichung der Leistungsregel enthält einen Term für den Winkel des Phasenschiebertransformators, welcher nur für die Monatslast- sowie Jahreshöchstlastmodelle relevant ist. Das Lastflussmodell benötigt den Winkel des PSTs nicht, da in diesen Modellen Leistungsüberlastungen nicht eintreten können und dadurch lastflusstuernde Maßnahmen nicht getroffen werden müssen. Der in der Gleichung vorkommende Winkel des PSTs wird im Modell mit einem weiteren Faktor multipliziert, welcher Auskunft darüber gibt, welche Leitung überlastet ist. Dieser Faktor ist Eins, wenn die Leitung überlastet ist und Null, wenn dem nicht der Fall ist. Somit hat eine Änderung des Steuerwinkels eines PSTs nur dann einen Einfluss auf die Leistung an einer Leitung, wenn diese Leitung auch überlastet ist. Dies hat den Sinn, dass durch diesen Faktor nur Leistung von einem Phasenschiebertransformator auf einer überlasteten Leitung reduziert, keinesfalls aber

erhöht werden kann, was dem Retard-Betrieb (siehe Kapitel 2.3.6.2) entspricht. Sollte der Advance-Betrieb auch möglich sein, muss dieser Faktor zur Gänze weggelassen werden.

Die angeführte Gleichung gilt für eine Leitung, die zwischen den Knoten A und B im Netz angebracht ist und vernachlässigt den oben erwähnten Term:

$$P_{Leitung} = \frac{\theta_A - \theta_B - \theta_{PST}}{X_{Leitung} + X_{PST}} \quad 4.21$$

Leitungslimit

Nebenbedingungen die das Leitungslimit definieren. Es werden sowohl das positive als auch negative Limit für die Leitungen festgelegt, woraus folgt, dass die durch den Redispatch entstehende Leitungsbelastung stets unter diesen Werten sein muss. Diese Nebenbedingung wird von den Monatslast- sowie Jahreshöchstlastmodellen verwendet.

$$-P_{Leitung -Max} \leq P_{Leitung} \leq P_{Leitung -Max} \quad 4.22$$

Kraftwerksleistung

Diese Nebenbedingung schränkt die Leistungen der Kraftwerke ein. Jedes Kraftwerk besitzt eine minimale und eine maximale Leistung, innerhalb derer sich die tatsächlich abgegebene Leistung befinden muss, wenn das Kraftwerk eingeschalten sein sollte. Ob das Kraftwerk eingeschalten ist oder nicht, wird über eine binäre Variable implizit vom Cplex Solver festgelegt. Wie schon die Nebenbedingung für das Leitungslimit, wird auch diese Nebenbedingung nur von den Monatslast- sowie Jahreshöchstlastmodellen verwendet, da das Lastflussmodell mit fix vorgegebenen Leistungen arbeitet.

$$P_{Kraftwerk -Min} \leq P_{Kraftwerk} \leq P_{Kraftwerk -Max} \quad 4.23$$

PST-Limit

Es ist notwendig, die Variable für den Phasenschiebertransformatorwinkel auf den PST-spezifischen Winkelbereich zu begrenzen. Wie vorhin erwähnt, setzt sich das PST-Winkellimit aus einem positiven und einem negativen Anteil zusammen. Diese gehören separat voneinander eingeschränkt und anschließend zu einem Gesamtwinkel zusammengefügt. Das PST-Limit ist für das Lastflussmodell nicht nötig, da keine Optimierung stattfindet und dadurch der Phasenschiebertransformator

nicht zum Einsatz kommt. Für den Betrieb des PSTs wird angenommen, dass sich der Steuerwinkel stufenlos verstellen lässt.

$$\theta_{PST-Min} \leq \theta_{PST} \leq \theta_{PST-Max} \quad 4.24$$

Winkellimit

Ähnlich der Ungleichungen für das Leitungslimit, definiert das Winkellimit den maximalen Leitungsspannungswinkel, d.h. die maximale Winkelspannungsdifferenz zwischen zwei durch eine Leitung verbundenen Knoten. Wiederum ist die Unterscheidung zwischen positivem und negativem Anteil nötig, da der Winkel sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann. Diese Nebenbedingung wird wiederum nur von den Monatslast- sowie Jahreshöchstlastmodellen genutzt.

$$-\theta_{Leitung-Max} \leq \theta_{Leitung} \leq \theta_{Leitung-Max} \quad 4.25$$

PDSM-Limit

Das Limit für Power Demand Side Management ist auf den maximalen Verbrauchswert eines Verbrauchers beschränkt. Dies ist dadurch zu begründen ist, dass der Einsatz von PDSM nur als Notlösung, falls die Kraftwerke den Bedarf nicht decken können, herangezogen wird und somit als letzte Möglichkeit für den Solver, eine Lösung für die Optimierungsaufgabe zu finden, dient. Für jeden Verbraucher im Netz gilt:

$$0 \leq P_{PDSM} \leq P_{Verbrauch} \quad 4.26$$

4.7.1.2 Inputdaten

Die Inputdaten bilden das Bindeglied zwischen der Realität und dem Modell. Wenn das Modell erstellt wird, werden diese Daten in das Modell geladen.

Im Wesentlichen besteht das Modell aus vier Tabellen, welche die Daten enthalten:

Leistungsdaten

Es werden für jede Leitung folgende Daten festgelegt:

- Name der Leitung
- Nummer der Leitung

- Anfangs- und Endknoten einer Leitung
- Leitungsimpedanz in p.u.
- Maximal zulässige Leistung der Leitung in MW
- Maximal zulässiger Leitungsspannungswinkel der Leitung in Grad
- Maximal zulässiger Phasenschieberwinkel in Grad
- Spannungsebene der Leitung in kV

Kraftwerksdaten

Diese Tabelle beinhaltet sämtliche für das Modell relevanten Daten über Kraftwerke:

- Name des Kraftwerks
- Knoten an dem das Kraftwerk einspeist
- Minimale Erzeugungsleistung des Kraftwerks in MW
- Maximale Erzeugungsleistung des Kraftwerks in MW
- Leistung mit der das Kraftwerk zu Beginn der Optimierung starten soll in MW. Dies kann die Dauer der Optimierung reduzieren.
- Erzeugungskosten in €/MWh

Verbraucherdaten

Hier werden die Daten über die Verbraucher für das Modell zur Verfügung gestellt:

- Name des Verbrauchers
- Knoten, an dem der Verbraucher Leistung entnimmt
- Last, die der Verbraucher vom Netz bezieht, oder im Falle von PDSM maximal reduzieren kann in MW

Knotendaten

Der letzte Datenblock beinhaltet die Informationen zu den Knoten des Netzes:

- Name des Knotens
- Nummer des Knotens im System
- Spannungsebene des Knoten in KV

Diese Daten werden in einer separaten GAMS Datei, der Include-Datei, gespeichert. So erreicht man, dass diese separate Datei stets geändert werden kann, ohne direkt auf das Modell Einfluss nehmen zu müssen. Außerdem ergibt sich daraus die Möglichkeit, die Inputdatei direkt aus einer Datenbank

zu erzeugen. Vor jeder neuen Erstellung eines Modells werden diese Daten dann direkt im Modell inkludiert und zur Optimierung herangezogen.

4.7.1.3 Outputdaten

Um eine Weiterverwendung der Optimierungsergebnisse zu ermöglichen, werden die Daten in Form von Text- oder Excel-Dateien (.csv Format) abgespeichert.

Am Ende der Optimierung werden folgende Daten in separate Dateien gespeichert:

Kraftwerkseinsatz:

Es werden Name, Leistung, Erzeugungskosten und die Information, ob ein Kraftwerk eingeschaltet ist oder nicht (Status der jeweiligen Switch-Variable) in einer Excel Datei abgespeichert.

PDSM:

Für die Berechnung der Jahreshöchstlast wird, wenn kein anderes Mittel mehr zur Verfügung steht, auf den Einsatz von Power Demand Side Management zurückgegriffen. Da die Information, wo PDSM zum Einsatz kommt, für einen eventuellen Kraftwerkszubau von großer Relevanz ist, werden die Daten über den Knoten und die Höhe des PDSM – Einsatzes in einer Excel Datei abgespeichert.

Leitungsauslastung:

Der vermutlich wichtigste Teil der Lastflussrechnung ist die Information über die Leitungsauslastung. Daher werden auch diese Daten, nämlich Leitungsname, Leitungsauslastung und Lastlimit der Leitung in einer Excel Datei gespeichert.

Modellstatus:

Am Ende einer Optimierung kann man neben den Ergebnissen der Optimierung auch den sogenannten „Modellstatus“ auslesen. Diese Größe gibt Auskunft darüber, ob die Optimierung ordnungsgemäß abgelaufen ist oder ob es zu Fehlern gekommen ist. Aus dem Wert des Modellstatus lässt sich auf die Art des Fehlers schließen (Rosenthal, 2008 S. 23).

4.7.1.4 Zusammengehörigkeit von Modellen und Elementen

Die Tabelle 8 zeigt, welches der drei Modelle auf welches der im vorherigen Kapitel beschriebenen Elemente zurückgreift.

Tabelle 8: Aufschlüsselung der von den Modellen verwendeten Elemente

Modelle:		Lastflussmodell	Monatslastmodell	Jahreshöchstlastmodell
Variablen	Knotenleistung	X	X	X
	Kraftwerksleistung		X	X
	Leistungsleistung	X	X	X
	Knotenspannungswinkel	X	X	X
	PST-Winkel		X	X
	PDSM-Leistung			X
Zielfunktion und Nebenbedingungen	Zielfunktion: Gleichung 4.17	X		
	Zielfunktion: Gleichung 4.18, ohne PDSM-Anteil		X	
	Zielfunktion: Gleichung 4.18			X
	Knotenregel: Gleichung 4.19, ohne PDSM-Anteil	X	X	
	Knotenregel: Gleichung 4.19			X
	Leistungsgleichgewicht: Gleichung 4.20, ohne PDSM-Anteil		X	
	Leistungsgleichgewicht: Gleichung 4.20			X
	Leistungsregel: Gleichung 4.21, ohne PST-Winkel	X		
	Leistungsregel: Gleichung 4.21		X	X
	Leistungslimit: Gleichung 4.22		X	X
	Kraftwerklimit: Gleichung 4.23		X	X
	PST-Limit: Gleichung 4.24		X	X
	Winkellimit: Gleichung 4.25		X	X
	PDSM-Limit: Gleichung 4.26			X

4.7.2 Beispiel zur Erklärung des Jahreshöchstlastmodells

Um das Zusammenwirken aller Modellelemente und deren Auswirkung auf den Lastfluss zu zeigen, wird ein Netz mit zehn Knoten (Abbildung 37) herangezogen. Die Ergebnisse der Optimierung sollen die Möglichkeiten des Jahreshöchstlastmodells aufzeigen, welches über sämtliche bisher erklärten Modellelemente verfügt. Für das Beispiel wird zuerst ein Lastfluss mit einem vorgegebenen, dem Bedarf im gesamten Netz angepassten Kraftwerkseinsatzplan berechnet und anschließend wird Engpässen mit allen dem System zur Verfügung stehenden Mitteln entgegen getreten.

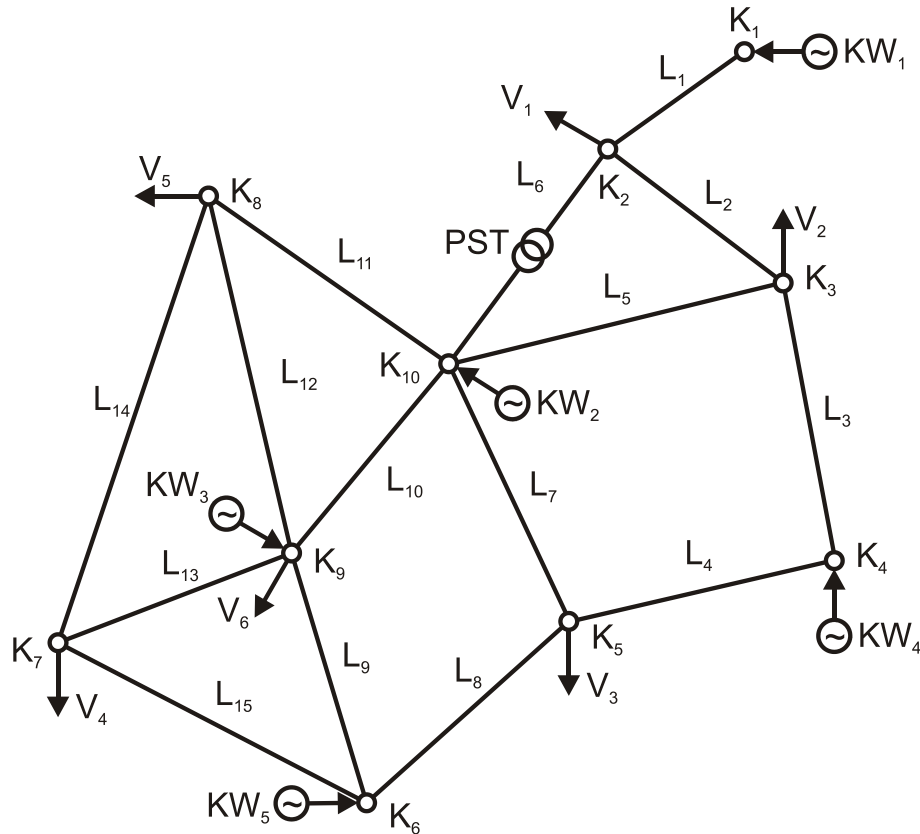


Abbildung 37: Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Die für den Versuch relevanten Parameter sind in der Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Leitungs-, Einspeise- und Verbrauchsparameter für das Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Leitungsparameter								
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈
x _L [p.u.]	0,15	0,07	0,10	0,12	0,09	0,03	0,11	0,05
P _{MAX} [MW]	±140	±60	±120	±120	±60	±20	±50	±50
Parameter	L ₉	L ₁₀	L ₁₁	L ₁₂	L ₁₃	L ₁₄	L ₁₅	
x _L [p.u.]	0,07	0,10	0,06	0,21	0,10	0,30	0,16	
P _{MAX} [MW]	±90	±70	±70	±30	±30	±25	±50	
Erzeugung					Verbrauch			
Kraftwerk	Knoten	P _{MAX} [MW]	P _{START} [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]	Verbraucher	Knoten	Last [MW]	
1	1	100	100	15	1	2	70	
2	10	50	20	32	2	3	50	
3	9	20	0	56	3	5	20	
4	4	300	210	22	4	7	100	
5	6	180	90	26	5	8	60	
					6	9	120	

Für eine bessere Übersicht werden die Ergebnisse der Lastflussrechnung in Tabelle 10 angegeben. Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, kommt es auf einigen der Leitungen zu Überlastungen. Es wird im nächsten Schritt das Jahreshöchstlastmodell verwendet, um zu sehen, welche Maßnahmen gesetzt werden müssen, um dem Zustand der Leitungsüberlastungen entgegen zu wirken.

Tabelle 10: Leitungsbelastung für das Zehn-Knoten Versuchsnetz, bei reiner Betrachtung des Lastflusses unter Vernachlässigung der Leitungslimits

Leitungsbelastung								
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈
P [MW]	100,00	-24,63	-112,00	98,00	-37,37	-54,63	25,49	-52,51
P _{MAX} [MW]	±140	±60	±120	±120	±60	±20	±50	±50
Parameter	L ₉	L ₁₀	L ₁₁	L ₁₂	L ₁₃	L ₁₄	L ₁₅	
P [MW]	86,13	-58,51	78,98	-5,30	-29,93	-13,68	56,39	
P _{MAX} [MW]	±90	±70	±70	±30	±30	±25	±50	

Wie man anhand der Ergebnisse aus Tabelle 10 erkennen kann, sind die Leitungen L₆, L₈, L₁₁ sowie L₁₅ überlastet. Laut Abbildung 37 befindet sich an der Leitung L₆ ein PST, wodurch diese Leitung entlastet werden sollte. Die restlichen Leitungen müssen entweder über einen Redispatch oder in letzter Instanz durch PDSM entlastet werden.

Die Ergebnisse des Einsatzes des Jahreshöchstlastmodells lassen sich aus Tabelle 11 entnehmen. Wie man daraus erkennen kann, kommt es bei keiner der Leitungen mehr zu einer Überlastung, jedoch war neben der Verwendung des PSTs sowohl ein Redispatch als auch der Einsatz von PDSM nötig.

Tabelle 11: Leitungsbelastung für das Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss, unter Berücksichtigung der Leitungslimits und der daraus resultierenden Maßnahmen zur Verhinderung von Überlastungen

Leitungsbelastung								
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈
P [MW]	100,00	10,00	-87,12	89,8	-47,12	-20,00	19,8	-50,00
P _{MAX} [MW]	±140	±60	±120	±120	±60	±20	±50	±50
Parameter	L ₉	L ₁₀	L ₁₁	L ₁₂	L ₁₃	L ₁₄	L ₁₅	
P [MW]	71,43	-53,23	70,00	5,35	-30,00	-13,74	50,00	
P _{MAX} [MW]	±90	±70	±70	±30	±30	±25	±50	
Erzeugung					Verbrauch			
Kraftwerk	Knoten	P _{ERZEUGUNG} [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]	Verbraucher	Knoten	Last [MW]	PDSM [MW]	
1	1	100,0	15	1	2	70	0,0	
2	10	36,3	32	2	3	50	0,0	
3	9	20,0	56	3	5	20	0,0	
4	4	177,0	22	4	7	100	6,3	
5	6	71,4	26	5	8	60	9,0	
				6	9	120	0,0	

Betrachtet man nun Leitung L_2 in Tabelle 10 und vergleicht den Wert mit dem aus Tabelle 11, so erkennt man, dass sich das Vorzeichen umgekehrt hat. Das bedeutet, dass es durch den Einsatz des PSTs auf Leitung L_6 und der daraus resultierenden Reduktion des Lastflusses, zu einer Lastflussumkehrung auf Leitung L_2 kommt.

Anhand der gewonnenen Daten lässt sich in weiterer Folge auf die notwendigen Ausbauschritte für das Netz bzw. den Kraftwerkspark schließen²⁴. Es zeigt sich, dass ein Kraftwerkszubau in einem der beiden Knoten K_7 oder K_8 (diese Information lässt sich aus den PDSM-Daten gewinnen) den Einsatz von PDSM verhindern würde. Der Zubau eines Kraftwerks im Knoten K_7 mit einer maximalen Leistung von 100 MW und Erzeugungskosten von 60 €/MWh bringt den in Tabelle 12 angeführten Lastfluss mit sich. Der Kraftwerkseinsatzplan lässt sich Tabelle 13 entnehmen.

Tabelle 12: Leitungsbelastung nach einem Kraftwerkszubau am Knoten K_7 für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Leitungsbelastung								
Parameter	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6	L_7	L_8
P [MW]	100,00	10,00	-100,00	97,49	-60	-20,00	33,64	-43,85
P_{MAX} [MW]	± 140	± 60	± 120	± 120	± 60	± 20	± 50	± 50
Parameter	L_9	L_{10}	L_{11}	L_{12}	L_{13}	L_{14}	L_{15}	
P [MW]	88,64	-46,96	70,00	-2,36	-17,96	-7,64	50	
P_{MAX} [MW]	± 90	± 70	± 70	± 30	± 30	± 25	± 50	

Tabelle 13: Kraftwerkseinsatzplan nach einem Kraftwerkszubau im Knoten K_7 für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Erzeugung			
Kraftwerk	Knoten	$P_{ERZEUGUNG}$ [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]
1	1	100,0	15
2	10	3,3	32
3	9	0,0	56
4	4	197,5	22
5	6	94,8	26
6	7	24,4	60

Eine weitere Möglichkeit den Leitungsengpass, ohne den Einsatz von PDSM, aufzuheben, wäre der Zubau von Leitungen. Eine Möglichkeit bestünde darin, die Leitungen L_{11} , L_{13} sowie L_{14} durch Einbau von Parallelleitungen zu verstärken. Tabelle 14 zeigt die entstehende Leitungsbelastung nach dem Zubau besagter Leitungen, Tabelle 15 den resultierenden Kraftwerkseinsatzplan.

²⁴Diese Erkenntnis wurde aus mehreren Optimierungen mit veränderten Leitungsdaten gewonnen und lässt sich nicht ohne weiteres aus den Ergebnissen in Tabelle 11 ermitteln.

Tabelle 14: Leitungsbelastung nach einer Verstärkung, durch Zubau von Parallelleitungen, der Leitungen L₁₃ und L₁₄ für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Leitungsbelastung									
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉
P [MW]	100,00	14,26	-100,00	97,8	-60,00	-20,00	33,3	-44,5	90
P _{MAX} [MW]	±140	±60	±120	±120	±60	±20	±50	±50	±90
Parameter	L ₁₀	L ₁₁	L _{11_a}	L ₁₂	L ₁₃	L _{13_a}	L ₁₄	L _{14_a}	L ₁₅
P [MW]	-48,62	46,56	46,56	-9,85	-14,23	-14,23	-11,64	-11,64	48,27
P _{MAX} [MW]	±70	±70	±70	±30	±30	±30	±25	±25	±50

Tabelle 15: Kraftwerkseinsatzplan nach einer Verstärkung, durch Zubau von Parallelleitungen, der Leitungen L₁₃ und L₁₄ für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss

Erzeugung			
Kraftwerk	Knoten	P _{ERZEUGUNG} [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]
1	1	100,0	15
2	10	36,5	32
3	9	0,0	56
4	4	200,4	22
5	6	83	26

Anhand der gezeigten Beispiele lässt sich die Komplexität der Lastflussermittlung in einem Verbundnetz erahnen. Sind bei kleinen Netzen die Zusammenhänge zwischen Leitungen, Einspeisung, Verbrauch und den resultierenden Lastflüssen noch nachvollziehbar, ist dies spätestens bei dem in diesem Kapitel gezeigten Beispiel nicht mehr der Fall. Anhand dieses Beispiels wird das komplexe Zusammenspiel der Lastflussregelmethoden ersichtlich und es zeigt sich, dass eine nicht-rechnerunterstützte Ermittlung der resultierenden Lastflüsse faktisch unmöglich wird.

5 Einbindung von Pumpspeicherkraftwerken

Speicherkraftwerke haben aufgrund der mangelnden Speicherbarkeit elektrischer Energie (siehe Kapitel 3.1.3) eine besondere Stellung in der Elektrizitätswirtschaft. Sie besitzen die Möglichkeit Wasser in einem Speicherbecken in Form von potentieller Energie zu speichern. Eine besondere Form der Speicherkraftwerke sind die Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicher nicht nur durch den natürlichen Zufluss, sondern auch durch den Betrieb von Pumpen gefüllt werden können. Es ist daher ihre Aufgabe in lastschwachen Zeiten ihre Speicher, durch den Pumpenbetrieb zu füllen, um sie dann zu Spitzenlastzeiten wieder zu leeren um somit wieder Energie zu erzeugen (Müller, 2001 S. 274). Außerdem bieten Pumpspeicherkraftwerke die Möglichkeit die Fluktuationen von dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten (Windkraftanlagen, etc.) auszugleichen (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung, 2003 S. 83). Ein weiteres Einsatzgebiet der Pumpspeicherkraftwerke ergibt sich durch den gezielten Einsatz von Pumpen, um eine Netz- bzw. Leitungsüberlastung zu verhindern (Leuschner.business, 2002).

Aufgrund ihrer Eigenschaft, sowohl als Erzeuger (im Turbinenbetrieb) als auch als Verbraucher (im Pumpbetrieb) im Netz aktiv zu sein, müssen Pumpspeicherkraftwerke gesondert betrachtet werden.

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen des Einsatzes von Pumpspeicherkraftwerken auf das Monatslast- und Jahreshöchstlastmodell diskutiert. Eine Betrachtung des reinen Lastflussmodells wird an dieser Stelle nicht durchgeführt, da im Lastflussmodell sämtliche Einspeise- und Verbrauchswerte, so also auch der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken, bekannt und invariabel ist.

5.1 Problematik beim Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in den Lastmodellen

Ein Problem bei der Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken liegt darin, dass die Leistung des Kraftwerks zwischen der maximalen Pumpleistung (aus Sicht des Netzes ein Verbrauchswert) und der maximalen Erzeugungsleistung (aus Sicht des Netzes ein Erzeugungswert) liegt. Es liegt also eine Aufteilung in zwei Leistungsbereiche (Pump- und Turbinenbereich) vor²⁵.

²⁵Der Leistungsbereich des Pumpbetriebs lässt sich im Normalfall nur auf gewisse Werte einstellen, welche durch den Pumpenregler vorgegeben werden. Um den gesamten Leistungsbereich der Pumpe ausnutzen zu können, wird der hydraulische Kurzschluss verwendet (Vorarlberger Illwerke AG, 2009 S. 26).

Zusätzlich zu der Problematik, dass es zwei Leistungsbereiche gibt, kommt noch hinzu, dass jeder Bereich über eigene Kosten verfügt. Die Kosten ergeben sich wie folgt:

Kosten für den Turbinenbetrieb:

Diese Kosten entstehen beim Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes im Turbinenbetrieb. Da ein Pumpspeicherkraftwerk zur Deckung von Spitzenlast eingesetzt wird (Müller, 2001 S. 274), sind diese Kosten dementsprechend hoch²⁶. Der Mindestangebotspreis ergibt sich aus der Formel 5.1:

$$\text{Mindestangebotspreis} = \frac{\text{Preis}_{\text{PUMPEN}}}{\eta_{\text{UMWÄLZUNG}}} \quad 5.1$$

$\text{Preis}_{\text{PUMPEN}}$ Preis für den Pumpbetrieb

$\eta_{\text{UMWÄLZUNG}}$ Wirkungsgrad, der die Verluste durch den Pumpbetrieb gegenüber dem Turbinenbetrieb berücksichtigt.

Preis für den Pumpbetrieb:

Ob ein Pumpspeicherkraftwerk im Pumpbetrieb arbeitet oder nicht, hängt im Modell in erster Linie davon ab, ob die Kosten für ein MW Pumpleistung kleiner oder größer als die Kosten für die Erzeugung dieses MW sind. Daraus folgt, dass die Kosten für den Pumpbetrieb jenem Preis entsprechen, der für den Pumpbetrieb maximal bezahlt würde.

Bei der Verwendung des CPLEX-Solvers gibt es jedoch nicht die Möglichkeit während des Optimierungsvorganges, basierend auf dem momentanen Wert einer Variable, eine Wertezuweisung erfolgen zu lassen. Das heißt, es gibt keine Möglichkeit direkt eine Kostenzuweisung in Abhängigkeit der Betriebsart des Pumpspeicherkraftwerkes durchzuführen (Rosenthal, 2008 S. 100). Aus diesem Grund müssen Pumpspeicherkraftwerke in den Lastflussmodellen gesondert betrachtet werden und erfordern eine Umstrukturierung von sowohl Inputdaten als auch dem Modell selbst.

Bei der Betrachtung des Pump- und Turbinenbetriebes wird die Füllmenge der Speicher vernachlässigt. Es wird angenommen, dass stets genug Wasser vorhanden ist, um die Turbinen zu betreiben und vorausgesetzt, dass zu jedem Zeitpunkt Wasser in die Speicher gepumpt werden kann.

²⁶Die genaue Bestimmung von Angebotspreisen von Pumpspeicherkraftwerken am Strommarkt war nicht Teil dieser Arbeit. Deshalb wurden mögliche Erlöse von Pumpspeicherkraftwerken an Regelenergiemärkten der Einfachheit halber vernachlässigt.

5.2 Lösung der Pumpspeicherproblematik

Um die oben beschriebenen Probleme durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zu lösen, werden sämtliche dieser Kraftwerke in je zwei Teilkraftwerke, eines zuständig für den Pumpbetrieb und das andere zuständig für den Turbinenbetrieb, aufgeteilt. Jedes dieser Teilkraftwerke verfügt über seinen eigenen Leistungsbereich, wobei im Pumpbetrieb die Minimalleistung der maximalen Pumpleistung mit negativem Vorzeichen entspricht und die maximale Leistung gleich Null ist (sofern dieses Pumpspeicherkraftwerk über die Möglichkeit eines hydraulischen Kurzschlusses verfügt). Beim Kraftwerk für den Turbinenbetrieb ist die minimale Leistung gleich Null und die maximale Leistung gleich der maximalen Erzeugungsleistung.

Der Einsatz einer negativen Leistung beim Pumpbetrieb ist damit zu begründen, dass die Zielfunktion des Modells (Kapitel 4.7.1.1) auf eine Minimierung der Kosten abzielt. Wird ein Pumpspeicherkraftwerk im Pumpbetrieb betrieben, muss die bezogene Energie für die Speisung der Pumpen bezahlt werden, woraus folgt, dass der Pumpeinsatz die Gesamtkosten des Systems (siehe Gleichung 4.18) senken muss. Dies wird über die Verwendung des negativen Vorzeichens für die maximale Pumpleistung realisiert, somit ist die Leistung des Pumpbetriebs stets negativ. Über das negative Vorzeichen der Leistung werden auch die durch den Pumpbetrieb entstehenden Kosten negativ, was in weiterer Folge zu einer Kostenreduktion des Gesamtsystems führt. Außerdem muss die Pumpleistung die gesamte ins Netz gespeiste Leistung reduzieren, was sich auf das Leistungsgleichgewicht auswirkt (Kapitel 4.7.1.1). Damit das Leistungsgleichgewicht weiterhin erfüllt ist, muss die entstandene Leistungsdifferenz von anderen Kraftwerken gedeckt werden.

In weiterer Folge werden die Auswirkungen des oben erwähnten Lösungsansatzes auf die bestehenden Strukturen der Modelldaten sowie des Modells selbst beschrieben.

Auswirkung auf die Inputdaten

Die Aufspaltung der Pumpspeicherkraftwerke in zwei Teilkraftwerke erfordert die Übergabe einer fortlaufenden Nummer an die Kraftwerke. Diese verbindet die zusammengehörenden Kraftwerksteile (Pump- und Turbinenteil) miteinander und signalisiert somit, dass es sich im Grunde um ein Kraftwerk handelt. Im Falle der Inputdaten werden die Kraftwerksdaten um die Spalte ID, welche diese fortlaufende Kraftwerksnummerierung beinhaltet, erweitert. Jedes Kraftwerk verfügt über seine eigene Nummer, wobei der Pump- und Turbinenteil eines Pumpspeicherkraftwerkes dieselbe Nummer aufweisen.

Wie bereits beschrieben, müssen den Teilkraftwerken die minimalen und maximalen Leistungen zugewiesen werden.

Auswirkung auf das Modell

Dadurch, dass Pumpspeicherkraftwerke nun wie zwei Teilkraftwerke behandelt werden, muss im Modell sichergestellt sein, dass nicht beide Kraftwerksteile zugleich im Einsatz sind, da ein Pumpspeicherkraftwerk im Regelfall nicht zugleich pumpen und erzeugen kann. Eine Ausnahme stellt der hydraulische Kurzschluss, der sich durch einen gleichzeitigen Pump- und Turbinenbetrieb auszeichnet, dar, und für Regelung der Pumpenleistung herangezogen wird (Vorarlberger Illwerke AG, 2009 S. 26). Diese Betriebsart wird über die minimale und maximale Leistung – beide sind unterschiedlich groß – des Pumpbetriebs des Kraftwerkes berücksichtigt. Die Gewährleistung, dass maximal ein Kraftwerksteil eingeschaltet ist, geschieht über eine zusätzliche Nebenbedingung (Gleichung 5.2) in der jede Kraftwerks-ID separat betrachtet wird.

$$\sum_{\text{Kraftwerke } ke} KW_ein_aus(Kraftwerke) \leq 1 \quad 5.2$$

Die Gleichung besagt, dass die Summe der binären Variablen (siehe Kapitel 4.7.1.1), welche aussagen, ob ein Kraftwerk ein- oder ausgeschaltet ist, all jener Kraftwerke mit derselben ID kleiner gleich Eins sein muss. Damit wird gewährleistet, dass maximal eine der Betriebsarten, entweder Pump- oder Turbinenbetrieb, aktiv sein kann.

5.3 Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Um die Auswirkungen des Pumpspeichereinsatzes auf den Kraftwerkseinsatz und die Lastsituation in einem Netz zu demonstrieren, wird das in Abbildung 38 gezeigte Netzwerk herangezogen.

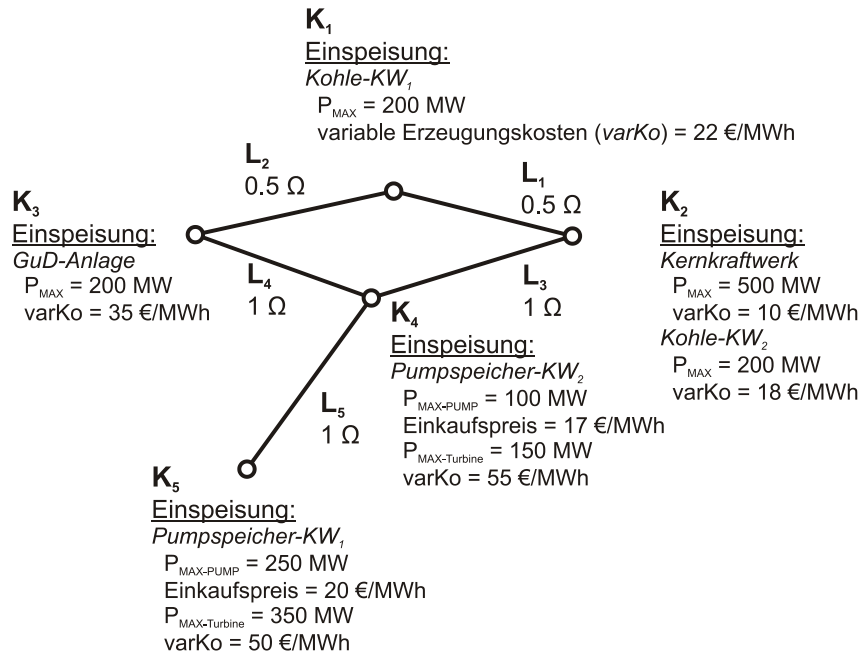


Abbildung 38: Netz zur Erklärung der Auswirkungen des Pumpspeichereinsatzes

Beispiel 1:

Für das erste Beispiel werden keine Leitungslimits festgelegt, der Verbrauch setzt sich aus 50 MW am Knoten K₅, 50 MW am Knoten K₄ sowie aus 100 MW am Knoten K₃ zusammen, was einen Niedriglastfall repräsentieren soll. Es zeigt sich, dass das preisdefinierende Kraftwerk das Kernkraftwerk mit 10 €/MWh ist. Eine reine Deckung des Bedarfs durch die fixen Verbraucher (200 MW) gelingt allein durch das Kernkraftwerk, solange keine Leitungseingänge herrschen. Da die variablen Erzeugungskosten des Kernkraftwerkes geringer sind also der Einkaufspreis der beiden Pumpspeicherkraftwerke, werden diese versuchen, soviel Leistung wie möglich für den Pumpbetrieb zu beziehen. Der resultierende Lastfluss sowie die Einspeisung und der Verbrauch sind in Abbildung 39 dargestellt.

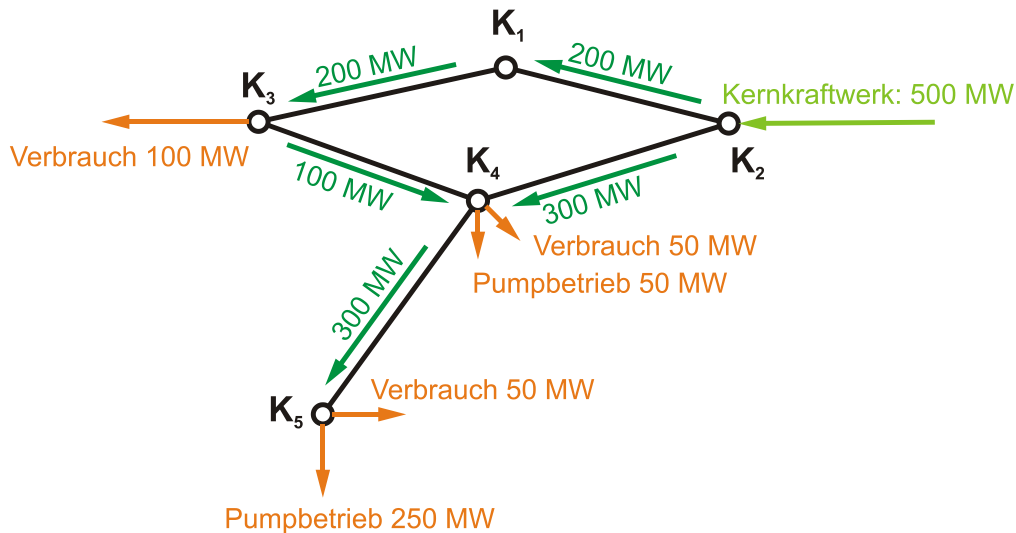


Abbildung 39: Resultierender Lastfluss des Beispiels 1 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Aus Abbildung 39 ist ersichtlich, dass das Pumpspeicherkraftwerk im Knoten K_5 seine Pumpen mit voller Leistung betreibt, während jenes am Knoten K_4 nur mit 50 MW pumpt. Durch diese 300 MW zusätzlichen Verbrauch muss das Kernkraftwerk bis an sein Leistungsmaximum produzieren. Jedes weitere MW müsste vom nächstteureren Kraftwerk (Kohle-KW₂) erzeugt werden. Da dessen Erzeugungskosten jedoch über dem maximalen Einkaufspreis des Pumpspeicher-KW₂ liegen und die zusätzlich entstehenden Kosten nicht durch den Einkaufspreis des Pumpspeicher-KW getilgt werden können, wird diese Möglichkeit nicht in Betracht gezogen.

Dieses Beispiel demonstriert den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in Schwachlastzeiten. Es wird, solange dies günstig möglich ist, Energie zum Pumpen verwendet.

Beispiel 2:

In diesem Beispiel werden die Leitungen des Netzes mit den in Tabelle 16 angeführten Grenzwerten beaufschlagt. Der Verbrauch setzt sich wie folgt zusammen:

- 300 MW am Knoten K_3
- 100 MW am Knoten K_4
- 150 MW am Knoten K_5

Tabelle 16: Leitungslimits für das zweite Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Leitungslimits					
Parameter	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5
P_{MAX} [MW]	300	300	250	250	200

Die Ermittlung des Lastflusses und des Kraftwerkseinsatzes liefert das in Abbildung 40 dargestellte Ergebnis.

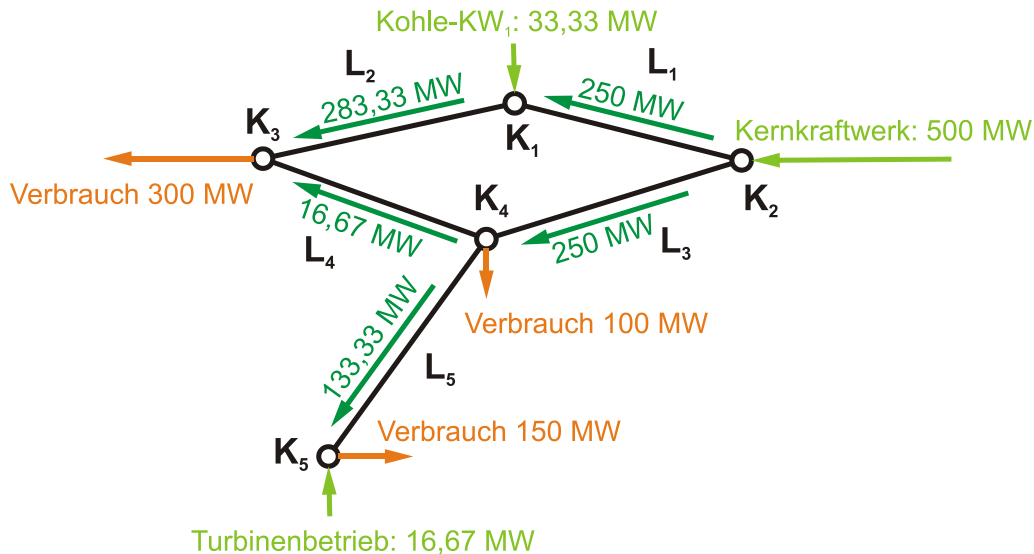


Abbildung 40: Resultierender Lastfluss des Beispiels 2 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass aufgrund des Leitungsengpasses auf Leitung L₃ lediglich das Kernkraftwerk seine volle Leistung ins Netz speisen kann. Das Kohle-KW₂ ist nicht in Verwendung, da eine Einspeisung die Leitung L₃ zusätzlich belasten würde. Um den Bedarf, der durch die Verbraucher entsteht, decken zu können, müssen demnach andere Kraftwerke ins Netz einspeisen. Das nächst-günstigste Kraftwerk ist das Kohle-KW₁. Dieses kann aber ebenfalls aufgrund des Engpasses auf der Leitung L₃ den Wegfall des Kohle-KW₂ nicht zur Gänze kompensieren. Aus diesem Grund und da die GuD-Anlage, wegen der bis an ihr Maximum belasteten Leitung L₃, ebenfalls nicht einspeisen darf, muss das Pumpspeicher-KW₁ vom Pump- in den Turbinenbetrieb wechseln und 16,67 MW einspeisen, um so den restlichen Bedarf im Netz zu decken.

Anhand dieses Beispiels kann man die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken zur Spitzenlastdeckung erkennen.

Beispiel 3:

Im letzten Beispiel wird das Netz durch zwei Verbraucher im Knoten K₁ mit 550 MW und im Knoten K₃ mit 300 MW belastet. Die Leitungen sind mit den Limits aus Tabelle 17 beschränkt.

Tabelle 17: Leitungslimits für das dritte Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Leitungslimits					
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅
P _{MAX} [MW]	500	200	200	100	50

Aus diesen Leitungseinschränkungen, dem gegebenen Verbrauch und den verfügbaren Kraftwerken bildet sich der in Abbildung 41 gezeigte Lastfluss aus.

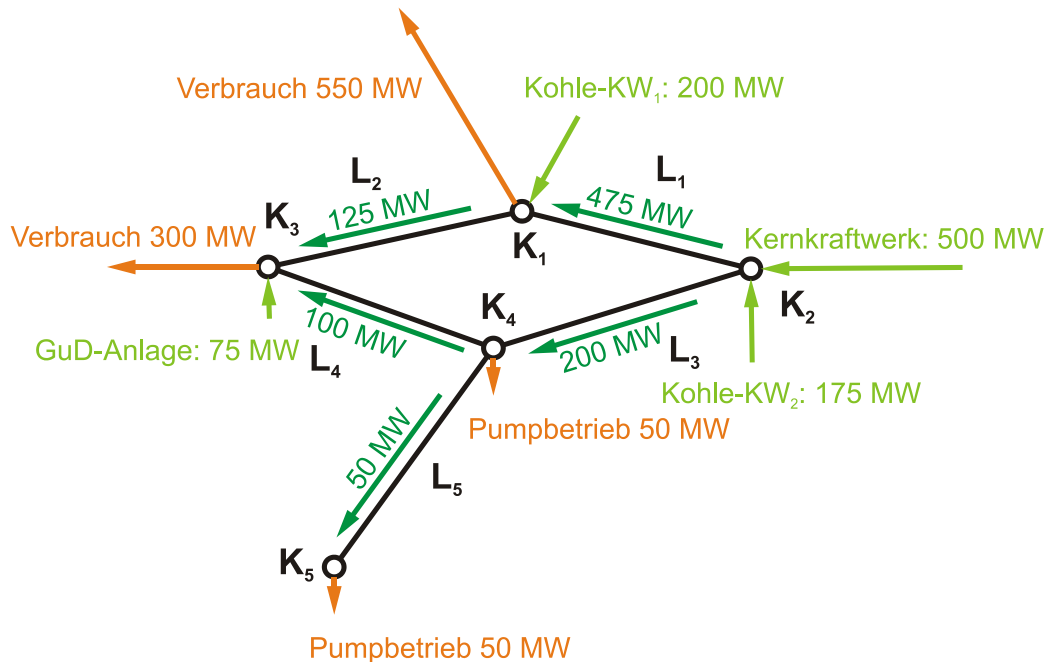


Abbildung 41: Resultierender Lastfluss des Beispiels 3 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes

Aus den Ergebnissen dieses Beispiels ist ersichtlich, dass es Situationen im Netz geben kann, bei denen die Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb fahren, obwohl der Preis für die bezogene Energie höher als der maximal gewünschte Einkaufspreis ist. Sie übernehmen in diesem Fall die Rolle der Leitungsentlastung. Das Limit von 100 MW an der Leitung L₄ hat zur Folge, dass das Kohle-KW₂ nicht seine volle Leistung ans Netz bringen kann. Aufgrund der Netztopologie und der Einspeisung im Knoten K₂ entsteht zur Deckung des Bedarfs in Knoten K₁ und K₃ ein Lastfluss auf der Leitung L₄ vom Knoten K₄ zum Knoten K₃. Um die Leitung zu entlasten, muss ein Lastfluss in die Gegenrichtung (von K₃ nach K₄) entstehen. Dies kann nur durch eine Einspeisung mit sehr hohen Kosten durch die GuD-Anlage, oder durch eine Leistungsentnahme durch die Pumpspeicherkraftwerke geschehen. Durch den Leitungseingpass auf Leitung L₅ kann das Pumpspeicherkraftwerk am Knoten K₅ nicht beliebig viel Leistung zur Entlastung der Leitung L₄ beziehen. Aus diesem Grund muss das Pumpspeicherkraftwerk am Knoten K₄ ebenfalls in den Pumpbetrieb gehen. Der ideale Betriebspunkt aller Kraftwerke ist in Abbildung 41 dargestellt.

Dieses Beispiel zeigt, wie Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden können, um durch eine Leistungsentnahme ein überlastetes Netz zu entlasten.

Anhand der gezeigten Beispiele lassen sich die Einsatzgebiete von Pumpspeicherkraftwerken ableiten. Eine Frage, die in diesem Kapitel nicht behandelt wurde, ist, wie sich die Kosten für den Turbinenbetrieb und der Einkaufspreis des Pumpbetriebs zusammensetzen. Da diese Frage jedoch nicht Kern dieser Arbeit ist, wird auf die Beantwortung nicht eingegangen. Die verwendeten Einkaufspreise und Erzeugungskosten wurden für die Beispiele frei gewählt.

6 Spezifische Analysen bezüglich Netzsicherheit

Für den Betrieb eines Netzes ist es sehr wichtig für Betriebssicherheit zu sorgen. Darunter wird im Wesentlichen verstanden, dass es zu keinem nichtordnungsgemäßen Zustand oder zu Ausfällen des Netzes kommt. Die Versorgung mit elektrischer Energie wird in Industrieländern als gesichert angesehen und ist zu jedem Zeitpunkt als gegeben angenommen. Betrachtet man die Auswirkungen des Blackouts in New York von 1977²⁷, so kam es in Folge des Blackouts zu stadtweiten Plünderungen und Schäden an der Stadt selbst (Pitzke, 2007). Durch diese Geschehnisse wird klar, welche Folgen eine längere Unterbrechung der Stromversorgung mit sich führen kann. Daher ist es für den Betrieb eines Netzes wichtig, die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

6.1 Das n-1 Kriterium

Das n-1 Kriterium besagt, dass in einem Netz dann die Sicherheit gegeben ist, wenn selbst bei Ausfall eines Betriebsmittels²⁸ der Netzbetrieb noch ordnungsgemäß aufrecht erhalten werden kann und es zu keinem Ausfall des Netzes kommt. Die folgenden Regeln gelten nach einem Einsatz von Abhilfemaßnahmen (UCTE secretariat, 2009 S. 6):

- Der Lastfluss befindet sich in den vorgegebenen Grenzen.
- Die Knotenspannungswerte bleiben in den vorgegebenen Grenzen.
- Solange der Verbundnetzbetrieb nicht gefährdet ist, können lokale Verbraucherabschaltungen vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden.
- Sollte es zu Beeinflussungen über die Grenzen des vom Übertragungsnetzbetreiber kontrollierten Gebietes kommen, ist der Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber der benachbarten Gebiete zu informieren.

Sind alle diese Kriterien erfüllt, ist das Netz n-1 sicher.

Das n-1 Kriterium findet Anwendung in der Höchst- und Hochspannungsebene (UCTE secretariat, 2009 S. 4), welche durch ihren Aufbau eine hohe Versorgungszuverlässigkeit²⁹ erreichen. Die

²⁷Dieses Blackout kam durch Blitzeinschläge auf Übertragungsleitungen und den daraus resultierenden Leitungsausfällen zustande. Diese Leitungsausfälle führten in weitere Folge zu einer Überladung und Abschaltung von weiteren Übertragungsleitungen und somit in letzter Folge zum Wegfall von Kraftwerken und dem daraus resultierenden Blackout.

²⁸Betriebsmittel sind Leitungen, Kraftwerke, Kompensationseinrichtungen und Transformatoren.

²⁹“Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter den vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen“ (Fickert, 2007 S. 26)

restlichen Spannungsebenen werden nicht direkt berücksichtigt, wobei Ausfälle in diesen Ebenen die n-1 Sicherheit der Höchst- und Hochspannungsebene beeinflussen.

Der Vorteil des n-1 Kriteriums gegenüber anderen Bewertungsmethoden liegt laut (Sakulin, et al., 1999 S. 304,305) in den folgenden Punkten:

- Hoher Sicherheitsstandard
- Praxisbewährt
- Überschaubar und anpassungsfähig
- Vorhandensein von Berechnungsmethoden
- Keine Unterscheidung der Kunden
- Unabhängigkeit von der Netzfunktion

(Sakulin, et al., 1999 S. 305) sehen den Nachteil des n-1 Kriteriums darin, dass durch den benötigten Netzausbau erhöhte Kosten und Aufwendungen entstehen, was der Hauptkritikpunkt gegen die n-1 Methode ist.

6.2 Transmission Reliability Margin

Bisher wurde in dieser Arbeit oft der Term „überlastete Leitung“ verwendet – ein Ausdruck der in diesem Kapitel näher betrachtet wird. Eine Leitung ist im eigentlichen Sinn erst dann überlastet, wenn der Strom, welcher durch einen Leistungstransport hervorgerufen wird, das thermische Limit der Leitung überschreitet. Das thermische Limit beschreibt jenen Stromgrenzwert, der das Leiterseil bei längerer Einwirkdauer beschädigen würde (Muhr, et al. S. 6). Eine Festlegung des Leitungslimits auf das thermische Limit ist jedoch aus diversen Gründen, welche in weiterer Folge erklärt werden, nicht sinnvoll.

(Transmission Transfer Capability Task Force, 1996 S. 2) definiert die Transmission Reliability Margin wie folgt:

„[...] that amount of transmission capability necessary to ensure that the interconnected transmission network is secure under a reasonable range of uncertainties in system conditions.“

Was übersetzt jenem Anteil der Übertragungskapazität entspricht, welcher zur Sicherstellung des Betriebs des Übertragungsnetzes, bei einer vernünftigen Anzahl von Unsicherheiten in den Systemzuständen, garantiert.

In der Praxis wird vom thermischen Limit der Leitung die Transmission Reliability Margin (*TRM*), welche in dieser Arbeit mit 40 % des thermischen Limits angenommen wird, abgezogen, woraus sich das Belastungslimit der Leitung ergibt. Durch die Verwendung der TRM entsteht auf der Leitung ein gewisser Belastungspuffer, der dann zum Einsatz kommt, wenn eine Leitung im Netz ausfällt oder Regelenergie transportiert werden muss.

Man betrachte folgendes Szenario: Sämtliche Leitungen sind bis an ihr thermisches Limit belastet, es kommt zu einem Ausfall einer Leitung. Durch diesen Leitungsausfall müssten die anderen Leitungen des Netzes die Leistung der ausgefallenen Leitung übernehmen und transportieren. Da aber die Ausweichleitungen bereits an ihrem thermischen Limit betrieben werden, käme es durch die Zusatzbelastung zu einer thermischen Überlastung, mit den daraus resultierenden Folgen. Im Hinblick auf den Transport von Regelenergie lässt sich sagen, dass ohne die Verwendung der TRM Regelenergie nicht an den Ort, an dem sie benötigt wird, transportiert werden würde, da sämtliche Leitungen schon maximal ausgelastet wären.

6.3 Überprüfung der Einhaltung des n-1 Kriteriums mittels eines GAMS Modells

Die Überprüfung, ob ein gegebenes Netz tatsächlich das n-1 Kriterium erfüllt, ist für die Planung und den Betrieb des Netzes unerlässlich. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit das Lastflussmodell aus Kapitel 4.2 soweit erweitert, dass das n-1 Kriterium überprüft werden kann.

6.3.1 Modellbeschreibung und Flussdiagramm

Um ein Netz auf n-1 Sicherheit überprüfen zu können, muss bei einem gegebenen Kraftwerkseinsatz jede einzelne Leitung³⁰ weggeschaltet, der daraus resultierende Lastfluss berechnet und auf Leitungsüberlastungen überprüft werden. Der Kraftwerkseinsatz muss den Bedarf decken und zu keinem unzulässigen Belastungszustand des Netzes führen. Das Modell zur Kontrolle der n-1 Sicherheit beruht auf dem Lastflussmodell und wird um den Algorithmus zur Ermittlung der n-1 Sicherheit erweitert, woraus sich das in Abbildung 42 gezeigte Flussdiagramm ergibt.

³⁰Für die Betrachtung der n-1 Sicherheit werden nur Leitungen betrachtet, während Kraftwerke außer Acht gelassen werden.

Da bei der Überprüfung der n-1 Sicherheit davon ausgegangen werden kann, dass keine der bisher genannten Regelmechanismen (Redispatch, PDSM, etc.) schnell genug zum Einsatz kommen³¹, stehen diese Mittel nicht zur Verfügung.

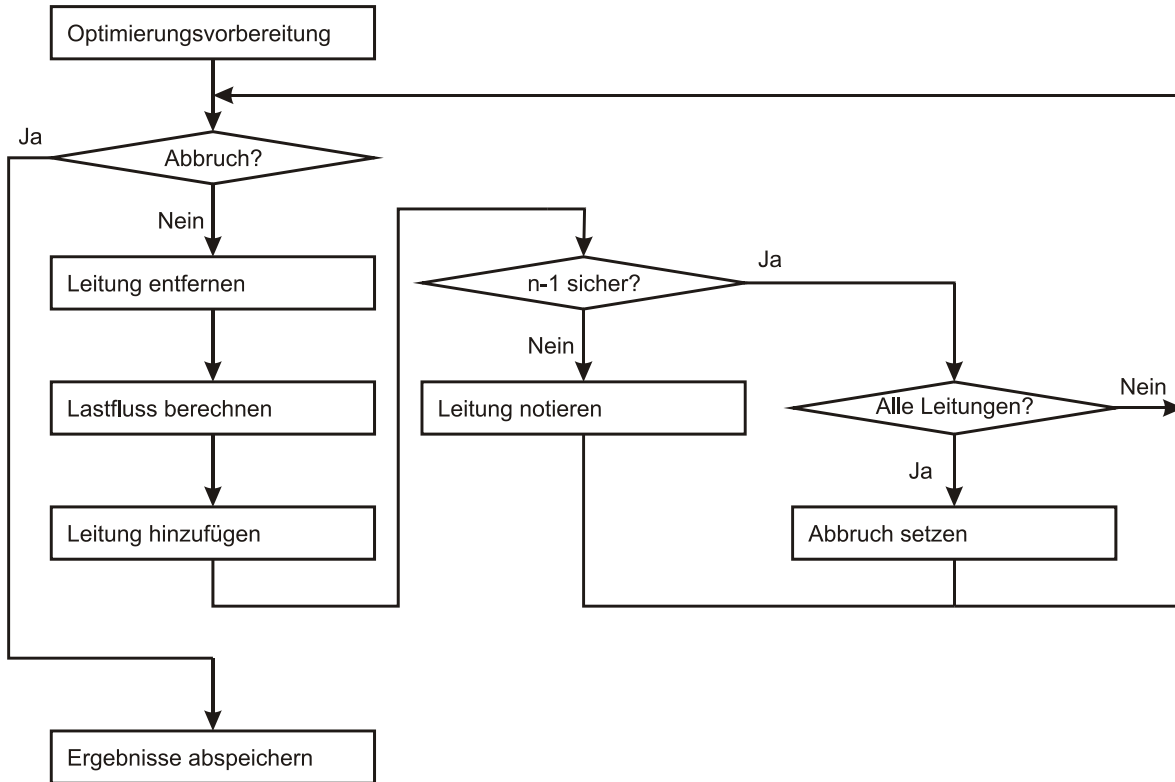


Abbildung 42: Flussdiagramm für das Modell zur Ermittlung der n-1 Sicherheit

6.3.2 Erklärung der Elemente für das n-1 Sicherheitsmodell

Optimierungsvorbereitung

In diesem Modellabschnitt werden sämtliche Optimierungsvorbereitungen, die in Kapitel 4.7.1 näher beschrieben sind, durchgeführt. Die in das Modell geladenen Kraftwerkleistungen müssen so eingestellt sein, dass der Verbrauch ohne Überlastung einer Leitung³² gedeckt werden kann.

Abbruch?

³¹Die erwähnten Maßnahmen benötigen eine gewisse Zeit um anzulaufen. Da aber im Falle eines Leitungswegfalls diese Zeit nicht vorhanden ist, werden diese Maßnahmen für die Betrachtung der n-1 Sicherheit außer Acht gelassen.

³²Für die Erstellung des Kraftwerkseinsatzplanes wird mit dem um die TRM reduzierten Limit gearbeitet.

Da die Überprüfung der n-1 Sicherheit in einer While-Schleifenstruktur³³ stattfindet, muss für diese While-Schleife eine Abbruchbedingung festgelegt werden. In diesem Modellschritt wird überprüft, ob die Abbruchbedingung erfüllt ist, wodurch die While-Schleife nicht weiter durchlaufen werden muss.

Leitung entfernen

Um ein Netz auf n-1 Sicherheit zu überprüfen, muss jede einzelne Leitung weggeschaltet und die Auswirkung auf den Lastfluss im restlichen Netz überprüft werden. Im Modell wird dies dadurch realisiert, dass in den Inputdaten (siehe Kapitel 4.7.1.2) die Knotenwerte einer Leitung jeweils auf Null gesetzt werden.

Lastfluss berechnen

In diesem Schritt wird der Lastfluss nach der Leitungsabschaltung mit dem Lastflussmodell berechnet.

Leitung hinzufügen

Hier werden die Inputdaten der Leitung wieder auf den originalen Wert zurückgesetzt, die Leitung wird demnach wieder in das Netz gestellt.

n-1 sicher?

Nach der Berechnung des Lastflusses durch das veränderte Leitungsbild wird jede Leitung auf Überlastung geprüft. Als Vergleichswert wird nun nicht das Leitungslimit unter Berücksichtigung der TRM herangezogen, sondern das tatsächliche thermische Limit der Leitung. Dies ist dadurch zu begründen ist, dass die TRM genau für die Sicherstellung des Netzbetriebes reserviert ist, woraus sich ergibt, dass man bei der Überprüfung, die einen Leitungsausfall simuliert, eben auf den durch die TRM reservierten Bereich zugreifen kann. Das Limit der Leitung wird nun durch das tatsächlich physikalische Limit (thermische Limit) vorgegeben.

Außerdem wird neben der Kontrolle des Leitungslimits auch überprüft, ob der Solver eine Lösung gefunden hat³⁴. Falls nicht, ist die n-1 Sicherheit ebenfalls nicht gegeben.

³³Eine While-Schleife führt die darin enthaltenen Programmschritte immer wieder aus, solange, bis die Abbruchbedingung erfüllt ist.

³⁴Sollte aufgrund des veränderten Leitungsbildes das Problem mit den vorhandenen Nebenbedingungen nicht lösbar sein, wird der Status des Solver ausgelesen und abgefragt. Entspricht dieser nicht den Sollwerten, ist das Problem als nicht lösbar einzustufen, woraus eine Verletzung des n-1 Kriteriums resultiert.

Alle Leitungen?

Das Modell soll die Überprüfung sämtlicher Leitungen durchführen. Da das Modell diese Überprüfung über eine While-Schleifenstruktur abhandelt, muss die Schleife verlassen werden, nachdem alle Leitungen durchlaufen wurden.

Abbruch setzen

Wird eine der beiden Abbruchbedingungen (n-1 Sicherheit nicht gegeben oder alle Leitungen des System abgearbeitet) erfüllt, wird der Parameter, der der Schleife als Abbruchparameter dient, gesetzt. Dadurch wird beim nächsten Aufruf der Schleife die Schleifenstruktur verlassen.

Leitung notieren

Sollte der Ausfall einer Leitung zu einer Überlastung einer anderen Leitung im Netz führen, so wird diese mit einem entsprechenden Zeichen versehen. Sind alle Leitungen überprüft, erhält man eine Tabelle von Leitungsüberlastungen in Abhängigkeit der Leitungsausfälle.

Ergebnisse speichern

Im letzten Schritt des Modells werden die Ergebnisse abgespeichert, um eine weitere Verwendung zu ermöglichen.

6.3.3 Ermittlung des n-1 Kriteriums anhand eines Beispiels

Dieses Beispiel soll demonstrieren wie man mittels des n-1 Sicherheitsmodells das n-1 Kriterium eines Netzes überprüfen und daraus auf notwendige Investitionen im Netz schließen kann.

Bei der Wahl eines Beispiels zur Demonstration des n-1 Kriteriums ist darauf zu achten, dass die n-1 Sicherheit nicht schon mit der Wahl der Knoten und Leitungen außer Kraft gesetzt wird³⁵. Für dieses Beispiel wird das in Abbildung 43 gezeigte Versuchsnetz verwendet.

³⁵Baut man das Netz z.B. so auf, dass Kraftwerke oder Verbraucher über eine Stickleitung an das Netz angeschlossen sind, wird die n-1 Sicherheit niemals gewährleistet sein können.

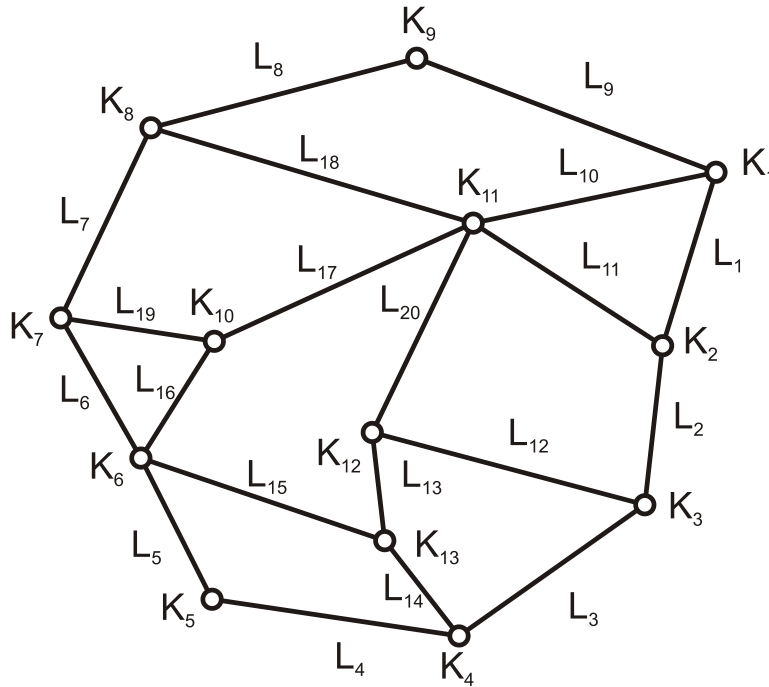


Abbildung 43: Versuchsnetz zur Demonstration des n-1 Kriteriums

Die Parameter der Leitungen, der Einspeisung sowie des Verbrauches sind der Tabelle 18 zu entnehmen.

Tabelle 18: Leitungs-, Einspeise- und Verbrauchsparameter für die Zusammenstellung des Kraftwerkseinsatzes für das Beispiel zur Demonstration des n-1 Kriteriums

Leitungsparameter										
Parameter	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	L ₁₀
x _L [p.u.]	0,16	0,11	0,20	0,18	0,09	0,09	0,21	0,14	0,23	0,12
P _{MAX} [MW] ³⁶	±230	±230	±150	±100	±150	±150	±150	±230	±230	±230
Parameter	L ₁₁	L ₁₂	L ₁₃	L ₁₄	L ₁₅	L ₁₆	L ₁₇	L ₁₈	L ₁₉	L ₂₀
x _L [p.u.]	0,13	0,15	0,08	0,07	0,31	0,12	0,18	0,28	0,10	0,13
P _{MAX} [MW]	±150	±150	±150	±150	±230	±150	±230	±230	±150	±150
Erzeugung						Verbrauch				
Erzeugung	Knoten	P _{MAX} [MW]	Erzeugungskosten [€/MWh]			Verbraucher	Knoten	Last [MW]		
1	1	600	23			1	2	180		
2	4	325	32			2	3	140		
3	6	170	56			3	5	90		
4	9	450	21			4	7	100		
5	11	390	26			5	8	135		
6	12	275	22			6	10	170		
						7	13	280		

³⁶Das Leistungslimit ist das Limit für die Zuweisung des Kraftwerksparks, d.h. die TRM ist vom thermischen Limit abgezogen.

Mit diesen Parametern wird ein endgültiger (nach Redispatch) Kraftwerkseinsatz mit dem Monatslastmodell zusammengestellt. Dieser dient als Grundlage für die Ermittlung der n-1 Sicherheit in diesem Netz, welche zum Zeitpunkt einer hohen Netzbelastung durchgeführt werden sollte, da zu diesem Zeitpunkt das Ergebnis am repräsentativsten³⁷ ist. Mit dem ermittelten Kraftwerkseinsatzplan und unter Vernachlässigung der TRM wird die Untersuchung des n-1 Kriteriums durchgeführt.

Die Ergebnisse des Versuches sind in Tabelle 19 angeführt. Wie man der Tabelle entnehmen kann, ist das System nicht n-1 sicher, es kommt in mehreren Fällen durch den Ausfall einer einzigen Leitung zu einer Belastung von mindestens einer Leitung über ihr thermisches Limit hinaus. Für eine bessere Übersicht werden die Leitungen, welche bei einem Ausfall zu keinen weiteren Leitungsüberlastungen führen, nicht angeführt.

Tabelle 19: Auswirkung wegfallender Leitungen auf die verbleibenden Leitungen des Netzes.

		Leitungen, die über das thermische Limit belastet werden			
		L ₁	L ₄	L ₁₀	L ₁₃
Weggeschaltete Leitung	L ₁			X	
	L ₈			X	
	L ₁₀	X			
	L ₁₄		X		X

Ein X symbolisiert, dass beim Wegfall der ursprünglichen Leitung die mit X markierte Leitung ebenfalls ausfallen würde.

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass eine Verstärkung der Leitungen L₁, L₄, L₁₀ sowie L₁₃ notwendig ist, damit im Netz die n-1 Sicherheit gewährleistet ist.

Im nächsten Schritt werden diese Leitungen mit jeweils einer Leitung, welche dieselben Parameter wie die Leitung selbst aufweist, parallel geschaltet. Die Ergebnisse der neuen Netztopologie, bezüglich der n-1 Sicherheit, sind in Tabelle 20 dargestellt. Aus dieser neuen Netztopologie wird wieder ein Kraftwerkseinsatz zusammengestellt und anschließend die n-1 Sicherheit überprüft. Es zeigt sich, dass die n-1 Sicherheit durch die Einführung der Doppelleitungen noch nicht gewährleistet ist, die Anzahl der überlasteten Leitungen jedoch sinkt.

³⁷In einem hochbelasteten Netz ist der Wegfall einer Leitung und die daraus resultierende Mehrbelastung der restlichen Leitungen als kritischer anzusehen als zu Zeiten niedriger Belastung, da im zweiten Fall die Leitungen über eine größere Transportkapazitätsreserve verfügen.

Tabelle 20: Auswirkung wegfallender Leitungen auf die verbleibenden Leitungen des um Parallelleitungen erweiterten Netzes.

		Leitungen, die über das thermische Limit belastet werden	
		L ₁₃	L _{13a}
Weggeschaltete Leitung	L ₁₃		X
	L _{13a}	X	

Ein X symbolisiert, dass beim Wegfall der ursprünglichen Leitung die mit X markierte Leitung ebenfalls ausfallen würde.

Durch eine weitere Verstärkung der Leitung L₁₃ sowie Parallelschalten einer Leitung zu L₂ ergibt sich ein n-1 sicherer Betrieb.

Es zeigt sich, dass durch die Verbesserungen im Netz:

- die Kosten des Systems zur Deckung des Bedarfs reduziert werden, da aufgrund der verbesserten Netzsituation billigere Kraftwerke zum Einsatz kommen³⁸.
- die n-1 Sicherheit für den in diesem Beispiel verwendeten Lastfall gewährleistet ist.

Aus diesem Beispiel ist ersichtlich, wie wichtig die Berücksichtigung des n-1 Kriteriums beim Betrieb eines Netzes ist. Aus den Ergebnissen des Modells lässt sich auf die Schwachstellen im Netz und die daraus resultierenden Investitionsmaßnahmen zur Verbesserung der Netzsituation schließen.

³⁸Dieser Effekt tritt ein, da durch die verbesserte Netzstruktur Leitungen, die vorher durch den Einsatz der günstigeren Kraftwerke ausgelastet wurden, schwächer belastet sind. Daraus ergibt sich, dass die günstigeren Kraftwerke mehr Leistung einspeisen können.

7 Nodal Pricing

In der Elektrizitätswirtschaft ist es wichtig über ein Anreizsystem für den Bau neuer Infrastruktur sowie über Maßnahmen für Engpassmanagement zu verfügen. Die Theorie der Knotenpreise (Nodal Pricing) versucht beide der oben genannten Forderungen zu erfüllen.

7.1 Theorie der Knotenpreise

„Im Falle nicht ausreichender Kapazitäten von Übertragungsleitungen gibt es verschiedene Methoden und Varianten, wie mit den knappen Ressourcen verfahren werden soll. Bei der Allokation von knappen Übertragungskapazitäten spricht man von Netzengpassmanagement ...“ (Todem, 2004 S. 53)

Eine Möglichkeit des Engpassmanagements ist die Theorie der Knotenpreise, welche eine marktbasierende Methode darstellt. Sie beschäftigt sich damit, jedem Knoten einen eigenen Preis für die eingespeiste entnommene Energie zuzuweisen, wobei der Preisunterschied zwischen den einzelnen Knoten im einfachsten Fall den Transportkosten (Engpassmanagementkosten) gleichzusetzen ist (Todem, 2004 S. 55). Liegt im Netz ein Engpass vor, gäbe ein im gesamten Marktgebiet gleicher Energiepreis keinen Anreiz zur Beseitigung dieses Engpasses, wodurch auch die Forderung seitens der EU (Europäisches Parlament, et al., 2009) nach marktbasierten Engpassmanagementmethoden nicht erfüllt wäre. Es drängt sich der Gedanke auf, ein Netzgebiet im Engpassfall in Preiszonen aufzuteilen, wobei die Engpasskosten im Wesentlichen die Opportunitätskosten für die engpassbehaftete Leitung darstellen (Todem, 2004 S. 56).

Man nehme an, dass in einem Verbundnetz zwei Gebiete vorliegen (Abbildung 44), wobei das Gebiet 1 über günstige, effiziente Kraftwerke verfügt und das Gebiet 2 über veraltete, teure Kraftwerke. Um die Gesamtkosten möglichst gering zu halten, werden die Kraftwerke des Gebietes 1 auch das Gebiet 2 mit Energie versorgen. Vorausgesetzt, dass die Verbindungsleitungen zwischen Gebiet 1 und Gebiet 2 nicht überlastet sind und die Kraftwerke des Gebietes 1 den gesamten Bedarf decken können, gibt es nur eine gemeinsame Preiszone³⁹.

³⁹ Unter einer Preiszone versteht man ein Gebiet in einem Netz, in dem derselbe Marktpreis vorliegt.

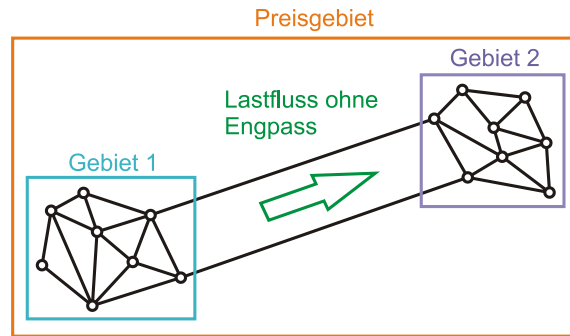


Abbildung 44: Darstellung von zwei Netzgebieten im Verbundbetrieb bei schwach ausgelasteten Verbindungsleitungen

Kommt es zu einem Engpass auf den Verbindungsleitungen zwischen den beiden Gebieten, können die Kraftwerke des Gebietes 1 nur soviel Bedarf im Gebiet 2 decken, wie die Verbindungsleitungen zulassen. Der restliche Bedarf muss von den teuren Kraftwerken im Gebiet 2 gedeckt werden. Würde man wieder von einer gemeinsamen Preiszone ausgehen, würde in beiden Gebieten der Preis auf die Erzeugungskosten des teuersten eingesetzten Kraftwerkes ansteigen. Wie bereits erläutert, würde eine derartige Preisbestimmung keine marktbasierende Engpassmanagementmethode darstellen und keine Anreize zur Reduktion des Engpasses (z.B. durch Leitungs- bzw. Kraftwerksausbau oder PDSM im Gebiet 2) liefern.

Eine Methode dies zu realisieren, ist das Zonenpreismodell, welches bei einem Engpass über Market-Splitting das Marktgebiet in ex ante bestimmte Preiszonen ohne Engpässe aufteilt. Für jedes dieser Teilgebiete wird anschließend ein Preis, der sogenannte Zonenpreis, berechnet. Für das vorherige Beispiel bedeutet das, dass sich zwei Zonen mit unterschiedlichen Preisen ausbilden (Abbildung 45). Die Energiekosten in Preiszone 1 sind an die Erzeugungskosten des teuersten eingesetzten Kraftwerkes gebunden, in Preiszone 2 richtet sich der Preis nach dem teuersten dort eingesetzten Kraftwerk und ist demnach höher als in Zone 1.

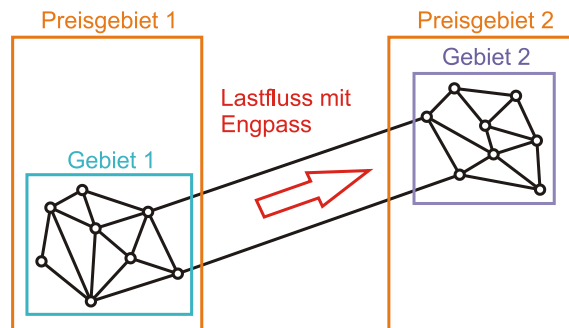


Abbildung 45: Aufteilung der gemeinsamen Preiszone in zwei einzelne Preiszonen aufgrund eines Leitungseinganges zwischen Gebiet 1 und Gebiet 2

Das Zonenpreismodell stellt eine Vereinfachung des sogenannten Nodal Pricings dar, im welchem für jeden einzelnen Knoten der Knotenpreis, in Abhängigkeit von Einspeisung, Verbrauch und Netzzustand, berechnet werden kann.

Die resultierenden Knotenpreise sollen in weiterer Folge kurzfristig optimale Signale für die Investition in neue Kraftwerke oder Leitungen dienen (Pérez-Arriaga, et al., 2004 S. 2).

Die Realisierung der Knotenpreistheorie basiert auf folgendem Prinzip: Es wird jeder Knoten im Netz separat betrachtet. An diesem Knoten wird eine zusätzliche Leistung von einem MW aufgeschlagen und die dadurch entstandenen Kosten mit denen vor dem Leistungsaufschlag verglichen. Diese Kostendifferenz wird dem betrachteten Knoten als Knotenpreis zugewiesen. Für ein besseres Verständnis werden im Kapitel 7.3 einige Beispiele mit verschiedenen Last- und Netzsituationen angeführt und dafür die Knotenpreise ermittelt.

7.2 Softwaretechnische Ermittlung der Knotenpreise basierend auf der DC-Lastflussrechnung

Für die softwaretechnische Ermittlung gibt es im Wesentlichen zwei Ansätze: Der erste Ansatz funktioniert wie die im vorherigen Kapitel erklärte Methode zur Ermittlung der Knotenpreise. Es wird jeder Knoten gesondert betrachtet, mit einem MW zusätzlich beaufschlagt und über das Jahreshöchstlastmodell anschließend eine neue Kraftwerkszuteilung ermittelt. Wendet man nun die Formeln 7.1 bis 7.3 an, erhält man den Preis für einen einzelnen Knoten. Dieser Schritt wird anschließend für jeden Knoten im Netz wiederholt, woraus sich die Knotenpreise für jeden Knoten ergeben. Die Gleichungen 7.1 und 7.2 werden für jedes Kraftwerk an dem betroffenen Knoten gelöst.

$$P_{Kraftwerk -Diff} = P_{Kraftwerk -PRÄ} - P_{Kraftwerk -POST} \quad 7.1$$

$$Kostenänderung_{Kraftwerk} = P_{Kraftwerk -Diff} \cdot Erzeugungskosten_{Kraftwerk} \quad 7.2$$

$$Preis_{Knoten} = \sum_{Kraftwerk} (Kostenänderung_{Kraftwerk}) \quad 7.3$$

$P_{Kraftwerk -Diff}$ ist die Leistungsdifferenz eines Kraftwerkes bevor ($P_{Kraftwerk -PRÄ}$) und nachdem ($P_{Kraftwerk -POST}$) ein MW für die Knotenpreisbestimmung aufgeschlagen wurde.

Der Nachteil dieser Methode liegt darin, dass bei steigender Netzgröße der Rechenaufwand immer höher wird und somit die Dauer einer Berechnung immer weiter zunimmt. Betrachtet man den PJM-Markt⁴⁰, in dem die Knotenpreise im 5 Minuten Takt berechnet werden, erscheint es nur logisch, dass diese Methode, aufgrund der hohen Rechendauer, den Anforderungen in der Praxis nicht gewachsen wäre (PJM, 2010).

Der zweite Ansatz zur Berechnung der Knotenpreise ist im Vergleich zu der vorherigen Variante wesentlich schneller, da nicht jeder Knotenpreis direkt aus dem Leistungsaufschlag auf dem betreffenden Knoten berechnet wird. Stattdessen wird ein Referenzknoten herangezogen, an dem der Knotenpreis errechnet und anschließend daraus die Knotenpreise der restlichen Knoten abgeleitet werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Modelle für beide Methoden entwickelt wobei sich zeigt, dass die zweite Methode erheblich schneller ist als die erste Methode. Aus diesem Grund wird die erste Methode nur zur stichprobenartigen Kontrolle der Ergebnisse der zweiten Ermittlungsmethode herangezogen. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird lediglich die Realisierung der zweiten Methode näher erklärt.

7.2.1 Flussdiagramm zur Berechnung der Knotenpreise

Für die Ermittlung der Knotenpreise ist zuerst eine Erstellung eines Kraftwerkseinsatzplanes nötig. Das dafür benötigte Modell ist mit dem in Kapitel 4.7.1 beschriebenen Modell weitestgehend identisch, mit zwei Änderungen in den folgenden Nebenbedingungen:

Die Formel 4.19 wird um den Term für den 1 MW Leistungsaufschlag erweitert:

$$\begin{aligned} \sum P_{Kraftwerke} - \sum P_{Verbraucher} & \\ + \sum P_{PDSM} - \text{Leistungsaufschlag} & = P_{Knoten} \\ = \sum P_{Leitung-zugeführt} - \sum P_{Leitung-abgeführt} & \end{aligned} \quad 7.4$$

⁴⁰PJM-Markt: Stromgroßhandelsmarkt in den US-amerikanischen Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia sowie District of Columbia, in dem Nodal Pricing verwendet wird (PJM, 2010).

Um denselben Term wird auch in die Formel 4.20 erweitert:

$$\sum P_{Kraftwerke} + \sum P_{PDSM} = \sum P_{Verbraucher} + \text{Leistungsaufschlag} \quad 7.5$$

Dieser zusätzliche Term beinhaltet den Leistungsaufschlag von einem MW, der für die Berechnung der Knotenpreise benötigt wird. Die restlichen Elemente des Modells bleiben gleich, woraus das in Abbildung 46 dargestellte Flussdiagramm resultiert.

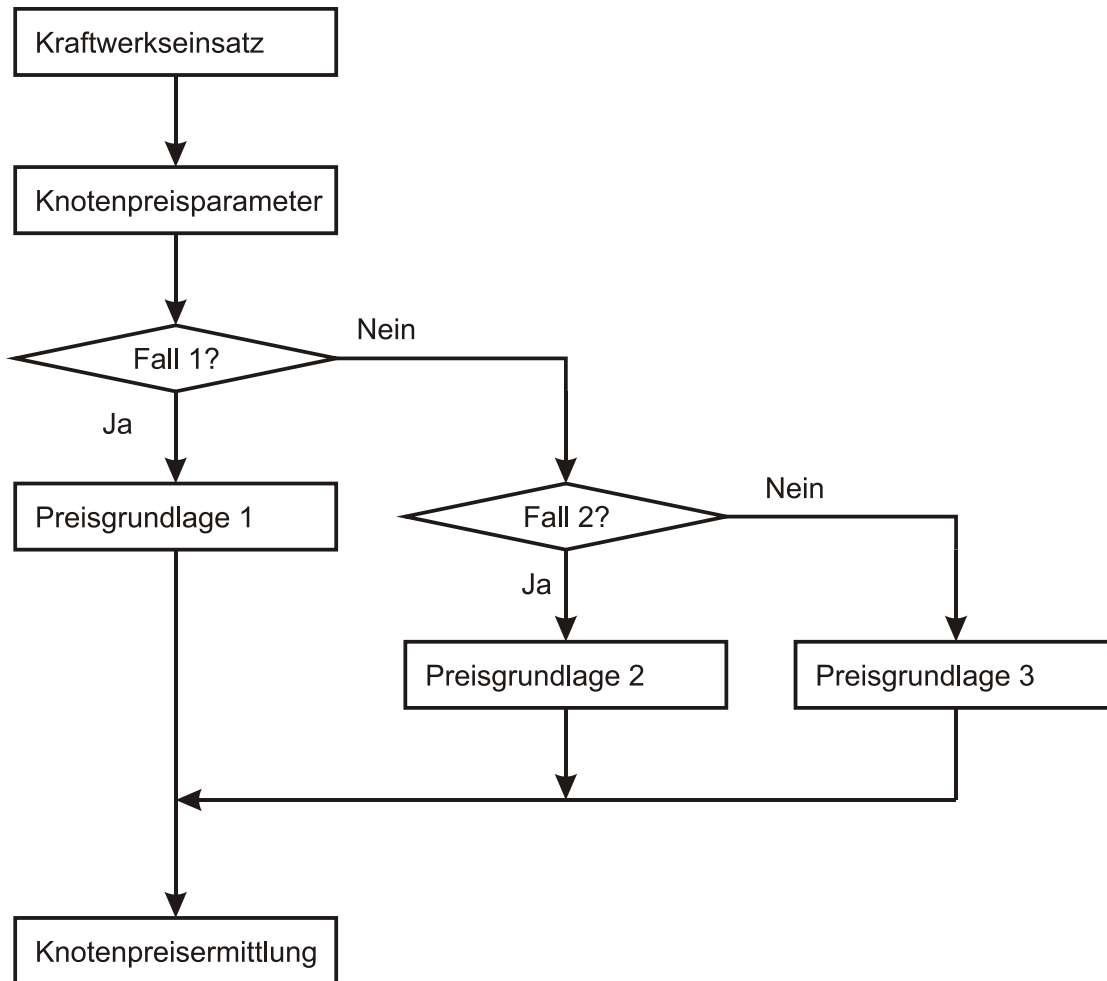


Abbildung 46: Flussdiagramm für die Ermittlung der Knotenpreise

Kraftwerkseinsatz

Hier wird der Ablauf für das Jahreshöchstlastmodell aus dem Kapitel 4.7.1, mit den Änderungen entsprechen Formeln 7.4 und 7.5, zur Erstellung eines Kraftwerkseinsatzplanes herangezogen. Die Ergebnisse dieser ersten Optimierung, genauer der Kraftwerkseinsatzplan und gegebenenfalls der Einsatz von PDSM, werden abgespeichert, um in weiterer Folge zur Verfügung zu stehen.

Knotenpreisparameter

GAMS verfügt über die Möglichkeit den sogenannten Marginal-Wert einer Nebenbedingung oder Variable auszugeben. Dabei handelt es sich um jenen Wert, der beschreibt um wie viel sich die Zielgröße⁴¹ bei einer Änderung der Variablen einer Nebenbedingung oder einer direkt angesprochenen Variable um den Wert Eins ändert. Bei der Ermittlung des Knotenpreisparameters wird die Änderung der Kosten bei einer Änderung der Nebenbedingung für die Knotenleistung (Formel 4.19) um ein MW betrachtet⁴². Diese Änderung wird als Knotenpreisparameter abgespeichert und in weiterer Folge von den nächsten Programmschritten zur Berechnung der Knotenpreise herangezogen.

Fall 1?

In dieser Abfrage wird überprüft, ob der Knotenpreisparameter für jeden Knoten unendlich klein ist. GAMS kann bei Verwendung von Marginal-Werten als Ergebnis den Wert EPS⁴³ liefern, was im Wesentlichen bedeutet, dass durch eine Änderung in der Nebenbedingung keine Änderung des Ergebnisses der Zielfunktion folgt.

Preisgrundlage 1

Ist der Knotenpreisparameter für jeden Knoten unendlich klein oder Null bedeutet das, dass im gesamten Netz keine bis ans Maximum ausgelastete Leitung in Betrieb ist und auch das eine zusätzliche MW an keinem Knoten zu einer überlasteten Leitung führen würde. In diesem Fall ergibt sich die Knotenpreisgrundlage⁴⁴ aus einem der drei folgenden Werte:

- a) Erzeugungskosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks
- b) Erzeugungskosten des nächstteureren Kraftwerkes, für den Fall, dass das teuerste eingesetzte Kraftwerk an seinem Leistungsmaximum ist.
- c) Kosten für PDSM, für den Fall, dass alle verfügbaren Kraftwerke im Netz bereits an ihrem Leistungsmaximum sind und daher das 1 MW nicht decken.

⁴¹Im Fall des Modells für den Redispatch mit PDSM sind das die Gesamtkosten des Systems, siehe Kapitel 4.7.1.1

⁴²Um wie viel €/MWh ändern sich die Kosten durch eine Erhöhung der Knotenleistung um 1 MW

⁴³ EPS steht für Epsilon und stellt eine sehr kleinen, jedoch ungleich 0 großen, Wert dar.

⁴⁴Der Knotenpreis setzt sich aus den, je nach betrachtetem Fall verschiedenen, Knotenpreisfaktoren und Knotenpreisgrundlagen zusammen.

Fall 2?

Ist Fall 1 nicht in Erscheinung getreten, wird in weiterer Folge überprüft, ob der Knotenpreisparameter an mehr als einem Knoten gleich Null oder unendlich klein (EPS) ist.

Preisgrundlage 2

Dieser Fall tritt ein, wenn ein oder mehrere Kraftwerke über eine Stickleitung mit dem Netz verbunden sind, die zu schwach dimensioniert ist, um die gesamte Leistung, die die Kraftwerke produzieren könnten, zu transportieren⁴⁵. Die Knotenpreisgrundlage entspricht in diesem Fall den Erzeugungskosten des teuersten ins Netz speisenden Kraftwerkes. Die Knotenpreisparameter können in diesem Fall folgende Werte annehmen:

- a) Null oder EPS, für den Fall, dass es sich nicht um einen der oben erwähnten Knoten handelt.
- b) Ungleich Null, für den Fall, dass sich an diesem Knoten ein Kraftwerk befindet, welches seine maximale Leistung aufgrund eines Leitungseinganges auf der Stickleitung nicht ins Netz liefern kann. Der Wert entspricht in diesem Fall der Differenz aus den Erzeugungskosten des Kraftwerkes an diesem Knoten und den Erzeugungskosten des teuersten ins Netz speisenden Kraftwerkes (Knotenpreisgrundlage).

Preisgrundlage 3

Ist keiner der beiden vorherigen Sonderfälle eingetreten, handelt es sich um den Standardfall, für den genau an einem Knoten der Wert des Knotenpreisparameters Null ist. Dieser Knoten wird in weiterer Folge als Referenzknoten bezeichnet. Am Referenzknoten wird der Leistungsaufschlag aus den Gleichungen 7.4 und 7.5 gleich eins gesetzt und anschließend das in Kapitel 7.2.1 gezeigte Modell zur Ermittlung des neuen Kraftwerkseinsatzplanes, der sich aus der Grundbelastung und dem einen zusätzlichen MW ergibt, ermittelt. Aus dem Ergebnis wird dann, mittels der Formeln 7.1 bis 7.3, der Knotenpreis für den Referenzknoten berechnet. Der bereits ermittelte Knotenpreisparameter gibt in diesem Fall die Knotenpreisänderung von jedem Knoten im Bezug auf den Referenzknoten an, daher wird für diesen Fall die Knotenpreisgrundlage gleich dem Knotenpreis des Referenzknotens gesetzt. Die Erkenntnis dieser Zusammenhänge wurde aus Beobachtung der Ergebnisse von einzelnen Optimierungsvorgängen gewonnen. Die Werte legen nahe, dass die

⁴⁵Dies ist z.B. in Italien der Fall, wo viele Kraftwerke an einem Knoten hängen, der über eine Stickleitung mit dem Netz verbunden ist (sogenannte Erzeugungspole) (Gestore Mercati Energetici, 2006).

Marginal-Werte solverspezifisch sind, was zudem durch die Definition des Marginal-Wertes im GAMS-User Manual unterstrichen wird (Rosenthal, 2008 S. 72).

Die Ermittlung des Knotenpreisparameters, mittels der Methode der Marginal-Werte, für den Referenzknoten überprüft nicht, ob Kraftwerke an einem anderen Knoten als dem Referenzknoten die zusätzliche Belastung von einem MW an diesem Knoten noch decken können. Daher muss nach der Ermittlung der Knotenpreisgrundlage ein weiterer Arbeitsschritt durchgeführt werden. Dieser Zusatzschritt ist im Flussdiagramm nicht zusätzlich angezeigt sondern in der „Preisgrundlage 3“ beinhaltet. Es wird explizit für jeden Knoten überprüft, ob die maximale Leistung der Kraftwerke an diesem Knoten abzüglich einem MW größer ist als die Summe des Verbrauches an diesem Knoten. Sollte dem nicht der Fall sein, wird für diesen Knoten der Knotenpreis direkt durch eine Optimierung ermittelt, welche ident mit der Optimierung zur Bestimmung der Knotenpreisgrundlage ist. Steht am betrachteten Knoten noch genug Kraftwerksleistung zur Verfügung, wird die Knotenpreisgrundlage wie vorhin beschrieben ermittelt.

Knotenpreisermittlung

Der Gesamtknotenpreis lässt sich nun für jene Knoten, an denen der Knotenpreis nicht direkt ermittelt wurde, aus folgender Formel errechnen:

$$Preis_{Knoten} = Knotenpreisparameter + Knotenpreisgrundlage \quad 7.6$$

7.3 Beispiele zur Erklärung des Nodal Pricing

In diesem Kapitel wird das Prinzip der Knotenpreisermittlung anhand von Beispielen näher erklärt. Für die Beispiele wird das in Abbildung 47 gezeigte Netz verwendet. Die jeweiligen Maximalleistungen für die einzelnen Leitungen, sowie der Verbrauch werden in den einzelnen Beispielen gegeben und bestimmen somit den Lastfluss sowie die Knotenpreise. Außerdem werden für jedes Beispiel die Werte für den Knotenpreisparameter sowie die Knotenpreisgrundlage angegeben.

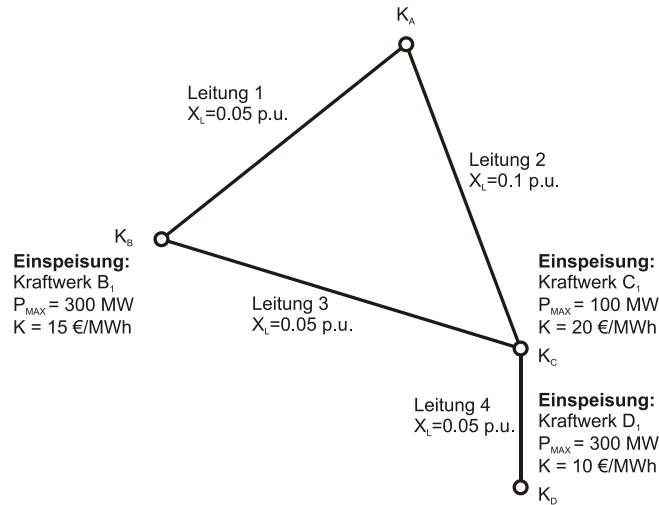


Abbildung 47: 3 Knoten Beispielnetz zur Erklärung der Knotenpreise

Beispiel A

Für das erste Beispiel wird im Knoten K_A ein Verbraucher mit 100 MW angeschlossen, wobei die Leitungslimits für jede Leitung bei 200 MW liegen. Bei einem Kraftwerkseinsatz nach Merit Order ergibt sich, dass das Kraftwerk D_1 den Bedarf des Knoten K_A decken soll, wenn es die Leitungslimits erlauben. Eine Einspeisung von 100 MW im Knoten K_D hat einen Lastfluss von 50 MW über die Leitungen 1, 2 und 3 zur Folge, wie man der Abbildung 48 entnehmen kann. Die Werte für Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage sind der Tabelle 21 zu entnehmen.

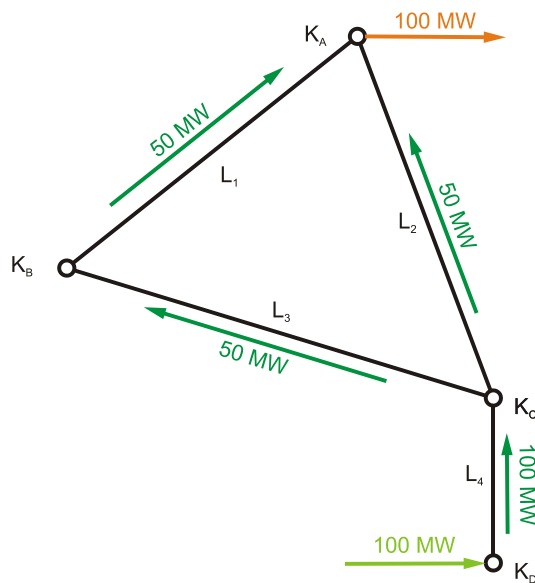


Abbildung 48: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung des Kraftwerkes D_1 für das Beispiel A der Knotenpreistheorie

Tabelle 21: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel A zur Bestimmung der Knotenpreise

Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage				
	K_A	K_B	K_C	K_D
Knotenpreisparameter [€/MWh]	EPS	EPS	EPS	EPS
Knotenpreisgrundlage [€/MWh]	10			

Anhand der Ergebnisse aus Tabelle 21 kann man erkennen, dass dieser Fall dem Fall 1 aus Abbildung 46 entspricht.

Für die Ermittlung der Knotenpreise wird jeder Knoten separat betrachtet.

Knoten K_A :

Ein zusätzliches MW Bedarf am Knoten K_A wird direkt durch das Kraftwerk D_1 gedeckt. Daraus ergibt sich, dass die Leitung 4 mit 1 MW mehr belastet wird, die Leitungen 1, 2 und 3 mit jeweils 0,5 MW mehr. Dies liegt noch unter den Leitungslimits, woraus folgt, dass sich der Knotenpreis für den Knoten K_A aus den Gleichungen 7.1 bis 7.3 bzw. der Gleichung 7.6 mit 10 €/MWh ergibt.

Knoten K_B :

In diesem Fall sorgt das zusätzliche MW Belastung am Knoten K_B zwar zu einer anderen Belastung als für den Knoten K_A , jedoch sind die Leitungen nach wie vor nicht ausgelastet. Daraus folgt, dass auch im Knoten K_B der Preis von 10 €/MWh vorliegt.

Knoten K_C :

In Analogie zum Knoten K_B ergibt sich auch in diesem Knoten ein Preis von 10 €/MWh.

Knoten K_D :

Ein zusätzliches MW Belastung am Knoten K_D führt zu keiner Erhöhung der Leitungsbelastung, da der zusätzliche Bedarf direkt vor Ort vom Kraftwerk D_1 gedeckt werden kann. Demnach liegt an diesem Knoten der Preis ebenfalls bei 10 €/MWh.

Im Einklang mit der in Kapitel 7.1 beschriebenen Theorie folgt, dass solange keine Erzeugungs- oder Netzengpässe vorliegen, das teuerste eingesetzte Kraftwerk den Preis im gesamten Netz vorgibt, was in diesem Beispiel Kraftwerk D_1 mit 10 €/MWh ist.

Beispiel B

Für das Beispiel B wird im Knoten K_A ein Verbraucher mit 300 MW angeschlossen, sämtliche Leitungen haben ein Limit von 400 MW. Der gesamte Verbrauch kann demnach vom Kraftwerk D_1 gedeckt werden, jedoch ist das Kraftwerk an seinem Produktionslimit angekommen, wodurch es für die Bereitstellung zusätzlicher Leistung für die Bestimmung der Knotenpreise nicht zur Verfügung steht. Der Lastfluss zur Deckung des Verbrauches ist in Abbildung 49 gezeigt, die resultierenden Knotenpreisgrundlagen und Knotenpreisparameter in Tabelle 22. Hierbei handelt es sich um den Fall 1b aus Kapitel 7.2.1. Der Fall 1c ist analog zum Fall 1b, nur dass der gesamte Kraftwerkspark ausgelastet sein müsste, damit er in Kraft tritt.

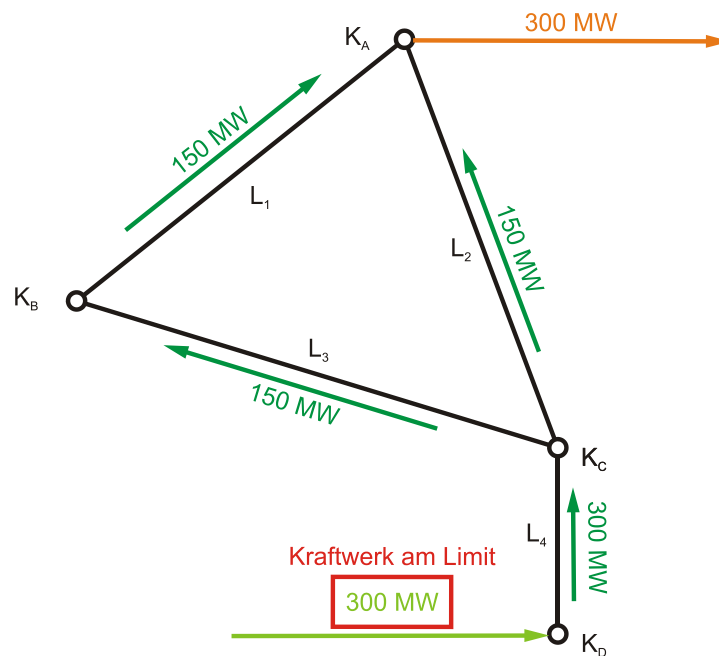


Abbildung 49: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung des Kraftwerkes D_1 für das Beispiel B der Knotenpreistheorie

Tabelle 22: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel B zur Bestimmung der Knotenpreise

Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage				
	K_A	K_B	K_C	K_D
Knotenpreisparameter [€/MWh]	EPS	EPS	EPS	EPS
Knotenpreisgrundlage [€/MWh]	15			

Die Knotenpreise ergeben sich im Wesentlichen analog zum Beispiel A, mit dem Unterschied, dass die Preise aufgrund der maximalen Auslastung des Kraftwerkes D_1 vom nächstteureren Kraftwerk vorgegeben werden. Demnach wird im gesamten Netz das eine MW zusätzliche Last vom Kraftwerk B_1 gedeckt, welches über Erzeugungskosten von 15 €/MWh verfügt und somit die Knotenpreise für das gesamte Netz vorgibt.

Beispiel C

In diesem Beispiel wird im Knoten K_A erneut ein Verbraucher mit 100 MW angeschlossen, jedoch ist diesmal die Leitung 4 mit maximal 50 MW belastbar. Der Verbrauch kann deshalb nicht vom Kraftwerk D_1 gedeckt werden, da dieses nicht seine gesamte Leistung über die Leitung 4 transportieren kann. Deshalb muss Kraftwerk B_1 den restlichen Bedarf decken. Der resultierende Lastfluss kann Abbildung 50 entnommen werden. Der Leitungsengpass auf Leitung 4 führt in weiterer Folge dazu, dass nicht im gesamten Netzgebiet dieselben Knotenpreise vorzufinden sein werden. Dieses Beispiel repräsentiert den Fall 2 aus dem Flussdiagramm in Abbildung 46. Die Werte für die Knotenpreisparameter und die Knotenpreisgrundlage sind in der Tabelle 23 angeführt.

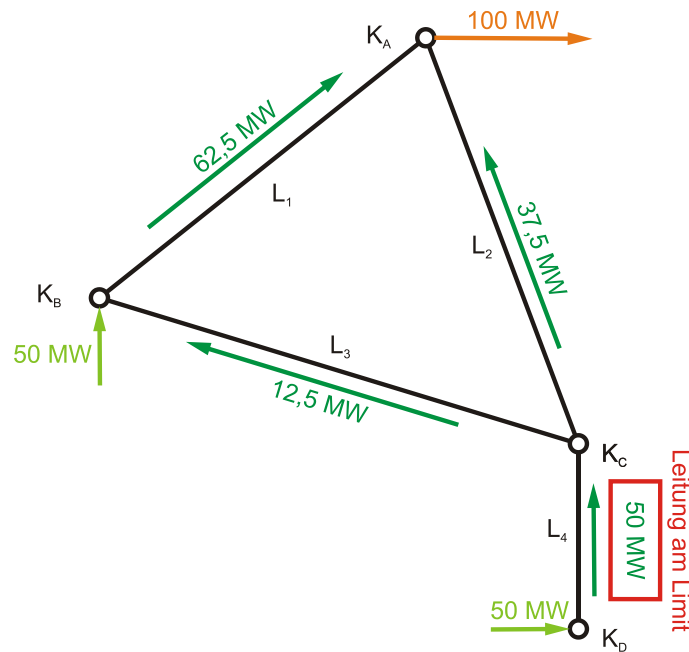


Abbildung 50: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung der Kraftwerke D_1 und B_1 für das Beispiel C der Knotenpreistheorie

Tabelle 23: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel C zur Bestimmung der Knotenpreise

Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage				
	K_A	K_B	K_C	K_D
Knotenpreisparameter [€/MWh]	EPS	EPS	EPS	-5
Knotenpreisgrundlage [€/MWh]	15			

Es werden in weiterer Folge wieder die einzelnen Knoten separat betrachtet.

Knoten K_A :

Steigt der Bedarf am Knoten K_A , so kann dieser nicht durch das Kraftwerk D_1 gedeckt werden, da dieses keine Leistung mehr über die Leitung 4 bringt. Um den Bedarf zu decken, muss das

nächststeure Kraftwerk, das Kraftwerk B_1 mit Erzeugungskosten von 15 €/MWh herangezogen werden. Speist dieses Kraftwerk ins Netz ein, führt das zu keiner Leitungsüberlastung, da bei einem Lastfluss vom Knoten K_B zum Knoten K_A die Leitung 4 nicht weiter belastet wird. Die restlichen Leitungen im Netz können den zusätzlichen Lastfluss ohne Überlastung transportieren.

Knoten K_B :

Es gilt für diesen Knoten dasselbe wie für den Knoten K_A . Der zusätzliche Bedarf wird aus den oben genannten Gründen ebenso vom Kraftwerk B_1 gedeckt. Demnach ergibt sich der Knotenpreis mit 15 €/MWh.

Knoten K_C :

In Analogie zum Knoten K_A ergibt sich auch an diesem Knoten ein Preis von 15 €/MWh.

Knoten K_D :

Ein zusätzliches MW Belastung am Knoten K_D führt zu keiner Erhöhung der Leitungsbelastung, da der zusätzliche Bedarf direkt vor Ort vom Kraftwerk D_1 gedeckt werden kann. Demnach ist an diesem Knoten der Preis ebenfalls bei 10 €/MWh.

Wie in der in Kapitel 7.1 beschriebenen Theorie ergeben sich unterschiedliche Knotenpreise aufgrund des Engpasses auf Leitung 4. Da es sich dabei jedoch um eine Stichleitung handelt, bildet sich in den restlichen Knoten im Netz derselbe Preis aus. Somit könnte man in diesem Fall von zwei Preisgebieten sprechen, die durch den Engpass auf Leitung 4 getrennt werden: das günstigere Gebiet (Knoten K_4) und das teurere Gebiet (Knoten K_1 , K_2 sowie K_3).

Beispiel D

Im vierten und letzten Beispiel wird im Knoten K_A ein Verbraucher mit 400 MW angeschlossen. Die Leitung 1 wird mit einem Leitungslimit von 225 MW versehen, die restlichen Leitungen im Netz sind bis zu 300 MW belastbar. Der Bedarf kann nicht nur von Kraftwerk D_1 gedeckt werden, da dessen Leistungsmaximum bei 300 MW liegt, die restlichen 100 MW müssen vom Kraftwerk B_1 versorgt werden. Der aus dieser Einspeisung resultierende Lastfluss ist in Abbildung 51 gezeigt. Aus dieser Abbildung kann man entnehmen, dass die Leitung 1 bis an ihr Limit belastet ist, was in weiterer Folge zu verschiedenen Knotenpreisen im Netz führen wird. Diese Situation wird durch den Fall 3 des Kapitels 7.2.1 abgehandelt, d.h. durch Ermittlung des Referenzknotens und der Ableitung der Knotenpreise aus dem Preis an diesem Referenzknoten. Knotenpreisgrundlage sowie Knotenpreisparameter sind in Tabelle 24 angeführt.

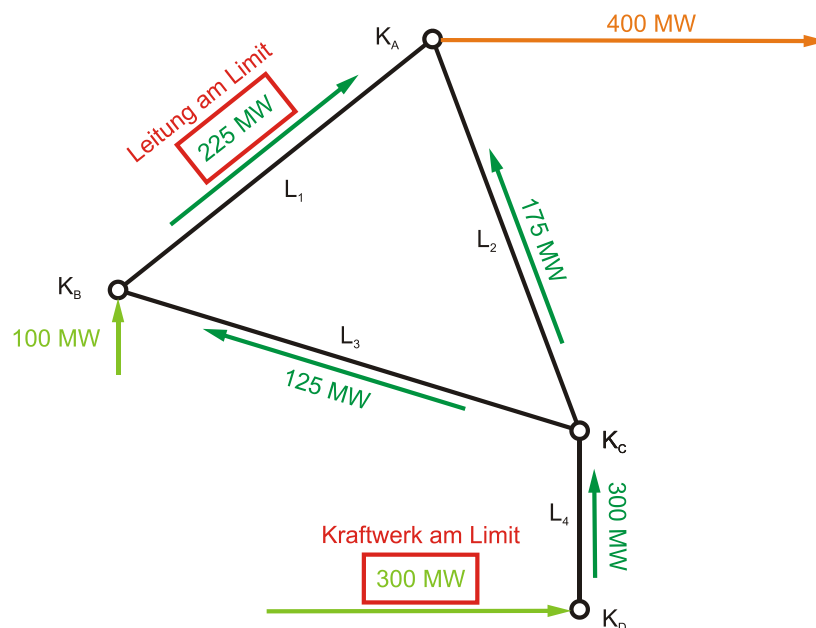


Abbildung 51: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung der Kraftwerke B_1 und D_1 für das Beispiel D der Knotenpreistheorie

Tabelle 24: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel D zur Bestimmung der Knotenpreise

Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage				
	K_A	K_B	K_C	K_D
Knotenpreisparameter [€/MWh]	10	-5	0	EPS
Knotenpreisgrundlage [€/MWh]	20			

Anhand dieser Werte können die Knotenpreise ermittelt werden.

Knoten K_A

Am Knoten K_A kommt es durch den Aufschlag des einen MW zu der Situation, dass die Kraftwerk D_1 (maximale Leistung erreicht) und B_1 (Leitung 1 bis zum Maximum belastet) nicht zur Deckung zur Verfügung stehen. Außerdem kann das Kraftwerk C_1 die zusätzliche Belastung nicht decken, da ein Leistungstransport vom Knoten K_C zum Knoten K_A eine weitere Belastung für die Leitung 1 darstellen würde. Betrachtet man den Lastfluss, der durch eine Einspeisung aus Kraftwerk B_1 entsteht, erkennt man, dass 75 % der abgegebenen Leistung über die Leitung 1 zum Knoten K_A transportiert werden. Eine Einspeisung des Kraftwerks im Knoten K_C wird jedoch nur zu 50 % über die Leitung 1 transportiert. Aus dieser Beobachtung ergibt sich, dass das eine zusätzliche MW am Knoten K_B nur dann gedeckt werden kann, wenn das Kraftwerk B_1 seine Leistung reduziert und das Kraftwerk C_1 diesen Anteil, inklusive des einen MW, übernimmt. Der optimale Betriebspunkt der Kraftwerke B_1 und C_1 und der daraus resultierende Lastfluss ist in Abbildung 52 abgebildet.

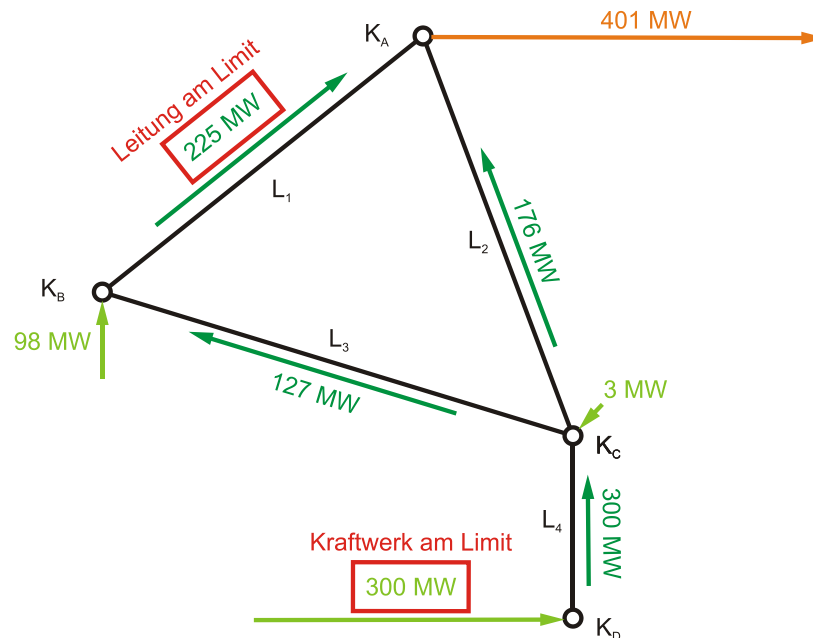


Abbildung 52: Resultierender Lastfluss zur Ermittlung des Knotenpreises im Knoten K_A für das Beispiel D

Wie man in Abbildung 52 erkennen kann, muss das Kraftwerk B_1 seine Leistung um zwei MW drosseln. Das dadurch entstandene Leistungsdefizit muss von Kraftwerk C_1 gedeckt werden. Der Preis für den Knoten K_A ergibt sich demnach als:

$$\text{Preis}_{K_A} = -2 \text{ MW} \cdot 15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 3 \text{ MW} \cdot 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad 7.7$$

Knoten K_B

In diesem Fall wird das eine zusätzliche MW direkt vom Kraftwerk B_1 gedeckt. Diese zusätzliche Einspeisung führt zu keiner weiteren Belastung der Leitungen, wodurch sich am Knoten K_B der Knotenpreis mit 15 €/MWh

Knoten K_C

Der Preis im Knoten K_C wird durch das Kraftwerk C_1 bestimmt, da dieses noch nicht an seinem Leistungsmaximum angekommen ist und beträgt daher 20 €/MWh. Eine Versorgung des Knoten K_C durch das Kraftwerk B_1 ist nicht möglich, da die Leitung 1 am Limit betrieben wird.

Knoten K_D

Am Knoten K_D wird der Preis vom Kraftwerk C_1 vorgegeben, da das Kraftwerk D_1 am Produktionslimit angelangt ist, und eine Versorgung des Knotens K_D aufgrund der Belastung der Leitung 1 nicht vom Kraftwerk B_1 gedeckt werden kann. Dadurch ergibt sich ein Knotenpreis von 20 €/MWh an diesem Knoten.

Ähnlich wie bereits im Beispiel C stellen sich auch in diesem Beispiel unterschiedliche Knotenpreise ein, mit einem Maximum am Knoten K_A . Daraus ist ersichtlich, dass der Knoten K_A ein hohes Investitionspotential bietet, sei es, dass ein eigenes Kraftwerk am Knoten K_A gebaut oder die Leitung 1 verstärkt wird. Eine Verstärkung der Leitung würde den Knotenpreis auf 20 €/MWh senken, da das Kraftwerk C_1 dann den Preis festlegen würden. Jedoch ist auch ein Investitionsbedarf im Kraftwerksbereich in den Knoten K_B als auch K_C gegeben, da in beiden Knoten das Kraftwerk C_1 , welches doppelt so teuer produziert wie das Kraftwerk B_1 , die Knotenpreise bestimmt. Eine Erweiterung des Kraftwerksparks im Knoten K_B zusammen mit einer Verstärkung der Leitung 1 würde in weiterer Folge zu einem niedrigeren Preis im gesamten Netz führen.

8 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird eine Zusammenfassung über die Ergebnisse der Diplomarbeit, sowie die gewonnenen Erkenntnisse gegeben.

GAMS

Anhand der erstellten Modelle zeigen sich die mannigfaltigen Möglichkeiten von GAMS als Optimierungssoftware. Jedoch werden die Möglichkeiten, die GAMS bietet, bei Weitem nicht ausgenutzt, da die Modelle lediglich mit linearer gemischt-ganzzahliger Optimierung arbeiten. Es zeigt sich, dass GAMS für die reine Datenverarbeitung nicht geeignet ist. Die Möglichkeiten mehrere Prozessoren zu nutzen wird, nur für den tatsächlichen Optimierungsprozess verwendet. Für die Bearbeitung von Daten außerhalb der Optimierung wird lediglich ein Prozessorkern herangezogen. Daher ist es sinnvoll, sämtliche Vorbereitungsarbeiten, so diese notwendig sind, aus GAMS auszulagern und von Programmen durchführen zu lassen, welche besser für die Datenverarbeitung geeignet sind.

DC-Lastflussrechnung

Die in dieser Arbeit gewählte Methode der DC-Lastflussrechnung zur Ermittlung der Leitungsauslastung bietet eine schnelle, wenn auch nicht so genaue, Alternative zur AC-Lastflussrechnung. Es zeigt sich jedoch, wie in Kapitel 3.4 beschrieben, dass die resultierende Ungenauigkeit aus der Vereinfachung von AC- auf DC-Lastflussrechnung eine inakzeptable Größe nicht erreicht, wenn die folgenden Bedingungen eingehalten werden:

- Die Vernachlässigung des Leitungswiderstandes ist ab einem X'/R' -Verhältnis von 4 mit einer oberen Grenze von 5 % für die Abweichung zwischen AC- und DC-Lastflussrechnung im Großteil der Fälle erreichbar.
- Bezüglich des Spannungsprofils lässt sich sagen, dass die Standardabweichung s_U unter einem Prozent sein sollte, damit die 5 % Fehlergrenze nicht überschritten wird.

Lastflusssteuerung

Die erste in dieser Arbeit behandelte Methode zur Beeinflussung des Lastflusses stellen Phasenschiebertransformatoren dar. Die Veränderung der Knotenspannungswinkeldifferenz kann zu einer Leistungsverdrängung an einer überlasteten Leitung, oder zu einer Aufnahme zusätzlicher Leistung an der Leitung des PSTs führen. Daraus resultiert in weiterer Folge eine Änderung der

Leitungsbelastung der restlichen Leitungen des Netzes.

Allerdings erhöht der Einsatz des Phasenschiebertransformators die Ungenauigkeit der DC-Lastflussrechnung, was die Genauigkeit der Ergebnisse mindert und somit zu einer größeren Differenz zwischen Ergebnissen und Realität führt.

Die zweite Methode auf den Lastfluss Einfluss zu nehmen, ist der Redispatch. Die Änderung der Einspeisung führt zu einer gänzlich anderen Leitungsbelastung, die bei der richtigen Wahl des Kraftwerkseinsatzplanes zu keiner Überlastung führt. Wichtig bei dieser Methode ist, dass die erzeugte Leistung nach dem Redispatch dem Gesamtverbrauch im Netz entspricht.

Neben dem Einsatz der PSTs und der Methode des Redispatches kann mittels Power Demand Side Management der Lastfluss verändert werden. Diese vertraglich vereinbarte Lastabschaltung wird zwar in erster Linie in Hochlastzeiten zu einer Reduktion der Spitzenlast eingesetzt, kann aber bei Bedarf auch zur Entlastung von Leitungen herangezogen werden. In den erstellten Modellen wird jedoch angenommen, dass entweder alle Verbraucher (Jahreshöchstlastmodell) über PDSM-Verträge verfügen, oder kein einziger Verbraucher (Monatslast) für PDSM zur Verfügung steht. Individuelle PDSM-Verträge mit einzelnen Verbrauchern werden demnach nicht berücksichtigt.

Pumpspeicherkraftwerke

Die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken fordert, dass ein neuer Kraftwerkstyp, der sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger ans Netz gehen kann, implementiert wird. Durch dieses Betriebsverhalten bedarf es einer Umstrukturierung der Inputdaten, sowie zusätzlicher Nebenbedingungen. Das Modell für den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt zwei mögliche Betriebsarten für den Pumpbetrieb: den hydraulischen Kurzschluss (stufenlose Leistungsregelung zwischen Null MW und P_{MAX} des Kraftwerkes) und einen ungeregelten Betrieb (Leistung zum Pumpen entweder Null oder P_{MAX}). Eine stufenweise Regelung der Pumpenleistung wurde nicht umgesetzt.

n-1 Kriterium

Das n-1 Kriterium bietet die Möglichkeit, eine qualitative Aussage über die Betriebssicherheit eines Netzes zu treffen. Da dies eine sehr gängige Methode für die Bewertung der Sicherheit eines Netzes ist, wurde sie in dieser Arbeit in Form eines Modells berücksichtigt. Das erstellte Modell kann ein Netz auf die n-1 Sicherheit, durch Leitungs- oder Transformatorausfall, überprüfen, berücksichtigt aber nicht den Ausfall von Kraftwerken. Unter Zuhilfenahme des Modells zur Kontrolle der n-1 Sicherheit kann man Informationen über jene Leitungen erhalten, deren Ausfall zu einer

unzulässigen Belastung anderer Leitungen führt. Aus diesen Informationen lässt sich in weiterer Folge darauf schließen, wo im Netz Investitionen oder Engpassmanagement nötig sind, damit die n-1 Sicherheit gewährleistet ist.

Knotenpreise

Mit der Methode der Knotenpreise kann man jedem Knoten im Netz einen Preis für entnommene Energie zuweisen. Die Verteilung und Höhe der Preise lässt auf Engpässe im Netz schließen, jedoch stellt sich die Kontrolle der Ergebnisse als faktisch unmöglich heraus, da ab einer gewissen Netzgröße, die Ermittlung der Knotenpreise am Papier nicht mehr nachvollziehbar ist.

Die Höhe der Knotenpreise deutet auf eventuell nötige Investitionen in den Kraftwerkspark oder die Netzinfrastruktur hin. Ist der Preis an einem Knoten über einen längeren Zeitraum hinweg überdurchschnittlich hoch, ist dies ein Zeichen dafür, dass an diesem Knoten ein Kraftwerk errichtet werden sollte. In Kombination mit den Lastflüssen lässt sich auf den Investitionsbedarf im Leitungsbereich schließen. Führt eine stets am Limit betriebene Leitung zu hohen Preisen an einem Knoten, kann daraus geschlossen werden, dass eine Investition zur Entlastung dieser Leitung notwendig ist.

Conclusio

Die für diese Arbeit erstellten Modelle ergeben, solange die Genauigkeitsbedingungen eingehalten werden, eine sehr gute Abbildung der Realität. Es muss jedoch bei den erhaltenen Ergebnissen immer berücksichtigt werden, dass eine gewisse Ungenauigkeit durch die Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung in Kauf genommen wird. Es ist daher wichtig, dass vor einem Einsatz der Modelle überprüft wird, ob die Genauigkeitsbedingungen hinreichend erfüllt sind, da ansonsten die Ergebnisse des Modells eine zu hohe Ungenauigkeit aufweisen und bestenfalls quantitative Aussagen zulassen. Außerdem darf nie außer Acht gelassen werden, dass die Qualität der Ergebnisse, wie bei jedem Modellierungsansatz, stark von der Qualität der Eingangsdaten abhängt.

Werden diese Faktoren berücksichtigt, kann man unter Verwendung der Modelle wertvolle Informationen über Lastflüsse, die Sicherheit eines Netzes und Signale für den Investitionsbedarf in die Netzstruktur oder den Kraftwerkspark erhalten.

9 Verzeichnisse

9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: UCTE Netz vor 2004 (UCTE, 2003 S. 26)	5
Abbildung 2: Mitgliedsländer der UCTE vor der Übernahme der Aufgaben durch die ENTSO-E (UCTE, 2004 S. 26)	5
Abbildung 3: Mitglieder der ENTSO-E (ENTSO-E, 2009)	7
Abbildung 4: Reduktion der Reservehaltung in zwei Orten durch den Zusammenschluss zu einem Verbundnetz	8
Abbildung 5: Unterschied des Netzaufbaus eines städtischen Netzes (links) zu einem nicht-städtischen Netz (rechts) (Sistema eléctrico ibérico y península, 2010)	11
Abbildung 6: DC-Lines im UCTE Netz; Informationsquelle (UCTE, 2004 S. 26) sowie (UCTE, 2008)	12
Abbildung 7: Ersatzschaltbild eines Längs-, Quer- und Schrägreglers (Renner, 2007 S. 11).	14
Abbildung 8: Zeigerdiagramme der Ersatzschaltbilder von Längs-, Quer- und Schrägreglers, angelehnt an (Schwab, 2006 S. 356ff.)	14
Abbildung 9: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer Parallelleitung ohne Phasenschiebertransformator (Dummer, et al., 2006 S. 2)	16
Abbildung 10: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer Parallelleitung mit Phasenschiebertransformator (Dummer, et al., 2006 S. 3)	17
Abbildung 11: Zeigerdiagramm für Leerlauf, Advance-Betrieb, Retard-Betrieb jeweils unter Vernachlässigung von ΔU_{z1} (Dummer, et al., 2006 S. 6)	18
Abbildung 12: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm eines asymmetrischen PST (Dummer, et al., 2006 S. 4)	19
Abbildung 13: Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm eines symmetrischen PST (Dummer, et al., 2006 S. 5)	19
Abbildung 14: Einbauarten von FACTS-Elementen (Schwab, 2006 S. 412)	21
Abbildung 15: Dauerlinie von Österreich aus dem Jahr 2008 (ENTSO-E, 2009)	24
Abbildung 16: π -Modell einer Leitung (Andersson, 2008 p. 7)	26
Abbildung 17: Versuchsnetzwerk zur Ermittlung des Fehlers durch die DC-Lastflussrechnung (Zimmerman, et al., 2009)	37
Abbildung 18: Spannungswinkeldifferenz in Grad [°] im belgischen Netz zum Zeitpunkt der Winterspitze von 13 GW (Purchala, et al., 2005 S. 2)	38
Abbildung 19: Fehler durch die Linearisierung von Sinus und Cosinus (Purchala, et al., 2005 S. 3)	38
Abbildung 20: Auswirkung auf den Fehler durch das X'/R' -Verhältnis bei verschiedenen R-Werten (Purchala, et al., 2005 S. 3)	39
Abbildung 21: Auswirkung auf den Fehler durch das X'/R' -Verhältnis bei verschiedenen X-Werten (Purchala, et al., 2005 S. 4)	40
Abbildung 22: Einfluss der Höhe des Leitungswiderstandes und der Leitungsreaktanz auf die Abweichung (Purchala, et al., 2005 S. 4)	41
Abbildung 23: Auswirkung der Spannungsschwankungen auf den Fehler der DC-Lastflussrechnung (Purchala, et al., 2005 S. 4)	42
Abbildung 24: Knotenspannungswerte des belgischen Netzes zur 13 GW Winterspitze (Purchala, et al., 2005 S. 5)	43
Abbildung 25: Versuchsnetz für die Ermittlung der Ungenauigkeit der DC-Lastflussrechnung bei unterschiedlicher Netzauslastung	44

Abbildung 26: Fehler durch die DC-Lastflussrechnung in Abhängigkeit der Leitungsbelastung	45
Abbildung 27: Flussdiagramm für das Modell zur Berechnung des Lastflusses	50
Abbildung 28: Drei-Knoten Beispielnetz zur Erklärung der Berechnung des DC-Lastflusses	53
Abbildung 29: Ergebnis des Drei-Knotenbeispiels zur Erklärung der DC-Lastflussrechnung	55
Abbildung 30: Flussdiagramm des Modells für den Einsatz von Redispatch	56
Abbildung 31: Netz für das Beispiel zur Erklärung des Redispatches (links) und resultierender Lastfluss durch den Einsatz der Kraftwerke nach Merit Order unter Vernachlässigung der Leitungslimits (rechts).	58
Abbildung 32: Lastfluss durch den Einsatz des Redispatches und unter Berücksichtigung der Leitungslimits	59
Abbildung 33: Flussdiagramm für das Modell mit PST-Einsatz	60
Abbildung 34: Beispielnetz (links) und die sich aus der Einspeisung und dem Verbrauch ergebenden Lastflüsse, ohne Berücksichtigung des PSTs, für das Fünf-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes (rechts)	63
Abbildung 35: PST-Einsatz und sich daraus ergebenden Lastflüsse für das Fünf-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes	64
Abbildung 36: Lastfluss unter Vernachlässigung der Leitungslimits (links) und sich aus dem Einsatz von PDSM ergebender Lastfluss (rechts) für das Fünf-Knoten Beispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen des PDSM-Einsatzes	66
Abbildung 37: Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	78
Abbildung 38: Netz zur Erklärung der Auswirkungen des Pumpspeichereinsatzes	86
Abbildung 39: Resultierender Lastfluss des Beispiels 1 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	87
Abbildung 40: Resultierender Lastfluss des Beispiels 2 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	88
Abbildung 41: Resultierender Lastfluss des Beispiels 3 zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	89
Abbildung 42: Flussdiagramm für das Modell zur Ermittlung der n-1 Sicherheit	94
Abbildung 43: Versuchsnetz zur Demonstration des n-1 Kriteriums	97
Abbildung 44: Darstellung von zwei Netzgebieten im Verbundbetrieb bei schwach ausgelasteten Verbindungsleitungen	101
Abbildung 45: Aufteilung der gemeinsamen Preiszone in zwei einzelne Preiszonen aufgrund eines Leitungsenpasses zwischen Gebiet 1 und Gebiet 2	101
Abbildung 46: Flussdiagramm für die Ermittlung der Knotenpreise	104
Abbildung 47: 3 Knoten Beispielnetz zur Erklärung der Knotenpreise	108
Abbildung 48: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung des Kraftwerkes D_1 für das Beispiel A der Knotenpreistheorie	108
Abbildung 49: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung des Kraftwerkes D_1 für das Beispiel B der Knotenpreistheorie	110
Abbildung 50: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung der Kraftwerke D_1 und B_1 für das Beispiel C der Knotenpreistheorie	111
Abbildung 51: Resultierender Lastfluss aus der Einspeisung der Kraftwerke B_1 und D_1 für das Beispiel D der Knotenpreistheorie	113
Abbildung 52: Resultierender Lastfluss zur Ermittlung des Knotenpreises im Knoten K_A für das Beispiel D	114

9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter für typische Hochspannungskabel (Rechberger, 2005 S. 46)	10
Tabelle 2: Parameter für typische Freileitungen (Rechberger, 2005 S. 46)	10
Tabelle 3: Leitungswiderstände und -impedanzen in Ω /km des belgischen Netzes (Purchala, et al., 2005 S. 3)	39
Tabelle 4: Leitungsdaten des Versuchsnetzwerkes zur Ermittlung der Auswirkung der Belastung der Leitungen auf den Fehler der DC-Lastflussrechnung, Größen in p.u.	44
Tabelle 5: Erzeugungs- und Verbrauchsparameter des Versuchsnetzwerkes zur Ermittlung der Auswirkung der Belastung der Leitungen auf den Fehler der DC Lastflussrechnung, Größen in p.u.	45
Tabelle 6: Parameter für das Beispiel zur Erklärung des Redispatches	58
Tabelle 7: Leitungsparameter für das Fünf-Knoten Beispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines PST-Einsatzes	62
Tabelle 8: Aufschlüsselung der von den Modellen verwendeten Elemente	77
Tabelle 9: Leitungs-, Einspeise- und Verbrauchsparameter für das Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	78
Tabelle 10: Leitungsbelastung für das Zehn-Knoten Versuchsnetz, bei reiner Betrachtung des Lastflusses unter Vernachlässigung der Leitungslimits	79
Tabelle 11: Leitungsbelastung für das Zehn-Knoten Versuchsnetz zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss, unter Berücksichtigung der Leitungslimits und der daraus resultierenden Maßnahmen zur Verhinderung von Überlastungen	79
Tabelle 12: Leitungsbelastung nach einem Kraftwerkszubau am Knoten K_7 für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	80
Tabelle 13: Kraftwerkseinsatzplan nach einem Kraftwerkszubau im Knoten K_7 für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	80
Tabelle 14: Leitungsbelastung nach einer Verstärkung, durch Zubau von Parallelleitungen, der Leitungen L_{13} und L_{14} für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	81
Tabelle 15: Kraftwerkseinsatzplan nach einer Verstärkung, durch Zubau von Parallelleitungen, der Leitungen L_{13} und L_{14} für das 10-Knotenbeispiel zur Veranschaulichung der Auswirkungen sämtlicher im Modell enthaltenen Regelungsmethoden auf den Lastfluss	81
Tabelle 16: Leitungslimits für das zweite Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	87
Tabelle 17: Leitungslimits für das dritte Beispiel zur Erklärung des Pumpspeichereinsatzes	88
Tabelle 18: Leitungs-, Einspeise- und Verbrauchsparameter für die Zusammenstellung des Kraftwerkseinsatzes für das Beispiel zur Demonstration des n-1 Kriteriums	97
Tabelle 19: Auswirkung wegfallender Leitungen auf die verbleibenden Leitungen des Netzes.	98
Tabelle 20: Auswirkung wegfallender Leitungen auf die verbleibenden Leitungen des um Parallelleitungen erweiterten Netzes.	99
Tabelle 21: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel A zur Bestimmung der Knotenpreise	109
Tabelle 22: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel B zur Bestimmung der Knotenpreise	110

Tabelle 23: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel C zur Bestimmung der Knotenpreise	111
Tabelle 24: Knotenpreisparameter und Knotenpreisgrundlage für das Beispiel D zur Bestimmung der Knotenpreise	113

9.3 Abkürzungsverzeichnis

UCPTE	Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity
OEEC	Europäische Organisation für Zusammenarbeit
CE	Regionalgruppe Kontinentaleuropa – Continental Europe
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ENTSO-E	European Network of System Operators for Electricity
EU	European Union
ATSOI	Association of the Transmission System Operators of Ireland
BALTSO	Baltic Transmission System Operators
UKTSOA	United Kingdom Transmission System Operators Association
HVDC	High Voltage Direct Current
PST	Phasenschiebertransformator
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
p.u.	per Unit
PDSM	Power Demand Side Management
KW	Kraftwerk
GuD-Anlage	Gas und Dampf-Anlage
TRM	Transmission Reliability Margin
EPS	Epsilon

9.4 Literaturverzeichnis

- Andersson Göran** Modelling and Analysis of Electric Power Systems [Report]. - Zürich : EEH - Power Systems Laboratory ETH Zürich, 2008. - p. 7.
- Dummer A. [et al.]** Einbau von Phasenschiebertransformatoren zum Schutz des hoch belasteten Übertragungsnetzes von Verbund-Austrian Power Grid [Artikel] // EnInnov 2006 TUGRAZ (9. Symposium Energieinnovation, IEE TUGRAZ). - Graz : Insitut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz, 2006. - S. 2-6.
- Energie Steiermark** Energie Steiermark AG - Strom, Gas, Fernwärme, Restmüllverwertung [Online]. - 2009. - 4. März 2009. - <http://www.stromnetzsteiermark.at/04/regeln.htm>.
- ENTSO-E** ENTSO-E Consumption Data [Online]. - 2009. - 8. März 2010. - <http://www.entsoe.eu/index.php?id=92>.
- ENTSO-E** ENTSO-E We are the European TSOs. We are ENTSO-E. [Online]. - 2009. - 4. März 2010. - <http://www.entsoe.eu/index.php?id=25>.
- ENTSO-E** Statistical Yearbook 2008 [Bericht]. - Brüssel : ENTSO-E, 2008. - S. 168,169.
- Europäisches Parlament und Europäischer Rat** RICHTLINIE 2009/72/EG [Bericht]. - Straßburg : Europäische Union, 2009. - S. 73.
- Fabian Jürgen [et al.]** Anforderungen und Innovationen zur Energieübertragung an zukünftige europäische Stromnetze [Artikel] // EnInnov 2010 TUGRAZ (11. Symposium Energieinnovation, IEE TUGRAZ). - Graz : Insitut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz, 10-12. Februar 2010. - S. 5.
- Fickert Lothar** Planung und Betrieb von Energiesystemen [Bericht]. - Graz : Institut für elektrische Anlagen Technische Universität Graz, 2007. - S. 22.
- Flosdorff René und Hilgarth Günther** Elektrische Energieverteilung 9.Auflage [Buch]. - Wiesbaden : Teubner, 2005. - ISBN 3-519-36424-7.
- Gestore Mercati Energetici** GME - glossario [Online]. - 2006. - 29. März 2010. - <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/Glossario.aspx#polodiproduzionelimitato>.
- Gutschi Christoph und Stigler Heinz** Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich [Artikel] // EnInnov 2008 TUGRAZ (10. Symposium Energieinnovation, IEE TUGRAZ). - Graz : Insitut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz, 13. Februar 2008. - S. 4ff., 14.
- Leuschner.business** Streit um die Verantwortung für den Stromausfall in Italien [Online]. - 2002. - 22. März 2010. - <http://www.leuschner.business.t-online.de/energie-chronik/031002.htm>.
- MRB** Cplex Solver Manual [Bericht]. - Cologne : GAMS Software GmbH, 2007. - S. 2.
- Muhr Michael, Schwarz Robert und Jauffer Stefan** Alterung von Freileitungen [Bericht]. - Graz : Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement Technische Universität Graz. - S. 6.
- Müller Leonard** Handbuch der Elektrizitätswirtschaft [Buch]. - Berlin : Springer - Verlag, 2001. - S. 274. - ISBN 3-540-67637-6.
- Oeding Dietrich und Oswald Bernd R.** Elektrische Kraftwerke und Netze 6. Auflage [Buch]. - Berlin : Springer, 2004. - S. 806ff., 835ff.. - ISBN 3-540-00863-2.
- ÖNORM** ÖNORM M 7102 [Bericht]. - Wien : Austrian Standard Insitute, 2001.

- Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund)** energy2.08 [Bericht]. - Wien : Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund), 2008. - S. 14.
- Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund)** Verbund - Österreichs führendes Elektrizitätsunternehmen [Online]. - 2010. - 8. März 2010. - http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/SID-3E1B22D8-A8698FE3/internet/hs.xsl/197_1631.htm.
- Pérez-Arriaga Ignacio J und Olmos Luis** A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union [Bericht]. - Madrid : Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, 2004. - S. 2.
- Pitzke Marc** Spiegel Online Blackout von 1977: New Yorks dunkelste Nacht [Online]. - 2007. - 22. März 2010. - <http://www.spiegel.de/panorama/zeitgeschichte/0,1518,druck-493609,00.html>.
- PJM** LMP Oasis postings [Online]. - 2010. - 29. März 2010. - <http://www.pjm.com/pub/account/Impgen/Imppost.html>.
- PJM** PJM - Who we are [Online]. - 2010. - 29. März 2010. - <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>.
- Purchala Konrad [et al.]** Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis [Bericht]. - Los Alamitos : IEEE Publications Office, 2005. - S. 2-6.
- Rechberger Georg** Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungszusammenbrüchen [Buch]. - Graz : Institut für elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2005. - S. 46.
- Renner Herwig** Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme [Bericht]. - Graz : Institut für elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2007. - S. 11.
- Rosenthal Richard E.** Gams - A User's Guide [Bericht]. - Washington : GAMS Development Corporation, 2008. - S. 1, 2, 23, 72, 100.
- Sakulin M. und Schaffer W.** Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieübertragungssysteme [Artikel] // E&I. - Wien : Springer, 1999. - Bd. 116. - S. 304, 305.
- Schwab Adolf J.** Elektroenergiesysteme [Buch]. - Berlin : Springer, 2006. - S. 400, 412, 356ff., 637. - ISBN-10 3-540-29664-6.
- Sistema eléctrico ibérico y península** Sistema eléctrico ibérico y península - mapas de la red - transporte de energía eléctrica [Online]. - 2010. - 1. April 2010. - http://www.ree.es/transporte/mapa_red_transporte.asp.
- Todem Christian [et al.]** Anreizsysteme zur Bewirtschaftung von Verbundnetzen unter den Prämissen von Netzengpässen [Artikel] // 6. Internationale Energiewirtschaftstagung. - Wien : Institut für elektrische Anlagen und Elektrizitätswirtschaft der TU Wien, 2009.
- Todem Christian** Methoden und Instrumente zur gesamtsystemischen Analyse und Optimierung konkreter Problemstellungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt [Buch]. - Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, 2004. - S. 12ff., 53, 55, 56.
- Transmission Transfer Capability Task Force** Available transfer capability definitions and determination [Bericht]. - Princeton : North American Electric Reliability Council, 1996. - S. 2.
- UCTE** Interconnected Network of the UCTE [PDF]. - 1. Juli 2008.
- UCTE secretariat** UCTE Operational Handbook P3 - Policy 3: Operational Security [Buch]. - Brüssel : UCTE secretariat, 2009. - S. 4, 6.
- UCTE** System Adequacy Forecast 2009-2020 [Bericht]. - Brüssel : UCTE Secretariat, 2009. - S. 9.

- UCTE** UCTE Annual Report 2000 [Bericht]. - Berlin : UCTE-Sekretariat, 2000b.
- UCTE** UCTE Annual Report 2003 [Bericht]. - Brüssel : Secretariat of UCTE, 2003. - S. 26.
- UCTE** UCTE Annual Report 2004 [Bericht]. - Brüssel : Secretariat of UCTE, 2004. - S. 26.
- UCTE** UCTE I - 2000 half-yearly report [Bericht]. - Berlin : UCTE-Sekretariat, 2000a. - S. 2.
- Van Hertem D. [et al.]** Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices [Bericht]. - Los Alamitos : IEEE Publications Office, 2006. - S. 4.
- Verboomen Jody [et al.]** Phase Shifting Transformers: Principles and Applications [Bericht]. - Los Alamitos : IEEE Publications Office, 2005. - S. 2.
- Vorarlberger Illwerke AG** Kopswerk II – Das modernste Pumpspeicherkraftwerk der Welt [Artikel] // praxisthema. - Berlin : Springer Verlag, 2009. - S. 26.
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung** Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit [Bericht]. - Berlin : Springer-Verlag, 2003. - S. 83.
- Zimmerman Ray D., Murillo-Sánchez Carlos E. und Gan Deqiang (David)** MatPower A MATLAB Power System Simulation Package [.m]. - 24. Dezember 2009.