Hierarchische Optimierung für ein zonenübergreifendes korrektives Netzengpass-Management

von der Fakultät für Elektrotechnik

der

Universität Dortmund

genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von

Jörg Brosda

Dortmund 2004

Tag der mündlichen Prüfung:	19. Juli 2004
Hauptreferent:	Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
Korreferent:	Prof. rer. nat. R. Schultz

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft.

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, dem Lehrstuhlinhaber, gilt mein besonderer Dank für die wohlwollende Betreuung meiner Arbeit sowie die vertrauensvolle, sehr gute Zusammenarbeit. Er räumte mir immer genügend Freiraum für meine Arbeit ein und ermöglichte es mir insbesondere, internationale Erfahrungen bei Konferenzen und Forschungsaufenthalten zu sammeln.

Herrn Prof. rer. nat. R. Schultz möchte ich für die freundliche Übernahme des Korreferats und die Hilfestellung bzgl. der mathematischen Probleme des Verfahrens sowie für die viele mir gewidmete Zeit danken.

Herrn Dr. rer. nat. habil. J. Fliege möchte ich für seine stetige und unermüdliche mathematische Hilfe sowohl bei der Entstehung der Diplomarbeit von Herrn Dipl.-Ing. Vennemann als auch bei meinen Problemstellungen danken.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Rodrigo Palma Behnke möchte ich für seine anregenden Beiträge während seines Forschungsaufenthaltes am Lehrstuhl in der letzten Phase meiner Dissertation danken, die gerade bzgl. des liberalisierten Marktes und der Anwendung der Optimierung mir wertvolle Hilfestellung gegeben haben.

Insbesondere auch meinem Kollegenkreis, meinen Studenten sowie meinen studentischen Hilfskräften gehört mein besonderer Dank für die entstandenen anregenden Diskussionen, die konkrete Hilfestellung sowie den kollegialen Umgang miteinander.

Frau Dipl.-Ing. Andrea Altmann möchte ich als meinem wichtigsten Gegenpart in fachlichen Auseinandersetzungen für die unermüdlichen, häufig bis in die Nacht andauernden Diskussionen über mein Promotionsthema, den daraus entstandenen Anregungen und schließlich und letztendlich für die wichtigen Beiträge bei der Ausformulierung des Manuskriptes danken. Vor allem auch dafür, dass sie immer für mich da war, gebührt ihr Dank.

Paula Ida Altmann möchte ich für die Auflockerung der Atmosphäre und das unermüdliche Bestreben, die Aufmerksamkeit auf sich zu lenken sowie die vielen am Laptop gemeinsam verbrachten Minuten danken.

Zum Schluss möchte ich meinen Eltern einen großen Dank dafür aussprechen, dass sie mir ermöglicht haben diesen Weg zu gehen sowie mich in meinen freien Entscheidungen unterstützt haben. Ein großer Dank gebührt ihnen nicht zuletzt für die Unterstützung in der Endphase der Ausarbeitung der Dissertation.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung

1.1 Hintergründe und Zielsetzung

Bei der von der EU geforderten Bildung eines liberalisierten, europäischen Strommarktes kristallisiert sich zunehmend heraus, dass, wenn jeder Marktakteur individuell versucht einen optimalen Gewinn zu erwirtschaften, die liberalisierten Marktstrukturen nicht automatisch zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führen. Dies kann zum einen auf die spezifischen Besonderheiten des Strommarktes zurückgeführt werden. Zu diesen Besonderheiten zählen u. a. die Unmöglichkeit, das Produkt Strom im wesentlichen Umfang zu speichern und die daraus resultierende Notwendigkeit, die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt gleich der Nachfrage zuzüglich aller Verluste zu halten sowie die Notwendigkeit der Bereitstellung von Blindleistung. Zum anderen sind die im bilateral-orientierten Markt sehr stark eingeschränkten Zugriffsmöglichkeiten eines Netzbetreibers auf den Kraftwerkspark, z.B. für eine Verlustoptimierung, für das Nichterreichen des volkswirtschaftlichen Optimums verantwortlich. Zusätzlich ist der Energieaustausch zwischen den liberalisierten Ländern ebenso wie innerhalb Deutschlands infolge der Liberalisierung gestiegen. Dadurch resultieren insbesondere im Höchstspannungsnetz auf den Kuppelleitungen, die früher nur für Ausgleichslieferungen zwischen den Regelzonen vorgesehen waren, die Gefahr eines Netzengpasses (NE) sowie höhere Verluste innerhalb des Transportnetzes. Daher konzentriert sich diese Arbeit hauptsächlich auf eine Betrachtung des Transportnetzes, welches als einzige Netzebene Verbindungen zwischen den Regelzonen besitzt. Aufgrund der zentralen Lage des deutschen Energieübertragungssystems (EÜS) innerhalb Europas wird die Bedeutung von NE durch eine im Wesentlichen preisbedingte Erzeugungsverlagerung und durch den infolge der Liberalisierung weiträumigeren Handel [1] zunehmen. Die neuen durch die Liberalisierung entstandenen Rahmenbedingungen stellen daher erweiterte Anforderungen an die Netzbetriebsführung elektrischer EÜS. Die für eine zuverlässige Energieversorgung bestehende Forderung nach einem (n-1)-sicheren Netzbetrieb stellt wesentliche Einschränkungen der Übertragungskapazität dar. Die Durchführung eines rechnergestützten Netzengpass-Managements (NEM) ist somit langfristig unabdingbar.

Ein komplexes Netzengpass-Management-System (NEMS) ist mit nahezu allen (wirtschaftlichen) Vorgängen in deregulierten Energiemärkten verknüpft und kann nur in Verbindung mit anderen Prozessen der Strommärkte bewertet werden. Es hängt zu einem hohen Grad von der zugrundeliegenden Wirtschaftsstruktur im betrachteten Strommarkt ab. Bisherige Verfahren des NEM tragen den unterschiedlichen und komplexen Anforderungen zu wenig Rechnung. Sie berücksichtigen, wie z.B. die Auktion, teilweise nicht die Verhältnisse im realen Netz, d.h. es werden nicht die realen physikalischen Grenzen berücksichtigt, sondern die Grenzen werden nur abgeschätzt und stimmen somit häufig nicht mit der Realität überein. Andere Verfahren sind sehr komplex, wie beispielsweise das Verfahren der knotenspezifischen Preise, das der Handel aufgrund der Ungewissheiten bzgl. der Knotenpreise und der Undurchsichtigkeit des Verfahrens in einigen Ländern nicht akzeptiert. In dieser Arbeit wird ein neues Verfahren entwickelt, das die realen Verhältnisse im Netz berücksichtigt und mit einem einfachen, transparenten und verursachergerechten Abrechnungsmodell kombiniert wird, das einen möglichst freien und fairen Handel zulässt und in unterschiedlichen Marktstrukturen eingesetzt werden kann.

Die bisher entwickelten, nicht die komplexen Verhältnisse im realen Netz berücksichtigenden, Verfahren zur Lösung von NE-Situationen basieren entweder auf einer Punktnetzbetrachtung oder auf einem Gleichstrom-Lastfluß-Modell. Diese Vereinfachungen können zu Situationen führen, in denen eine nachträgliche kostenintensive Einspeiseverlagerung vorgenommen werden muss. Dies geschieht zwar zur Zeit nur punktuell im Netz, es steht aber zu erwarten, dass im Zuge des Kostendrucks auf die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zukünftig Ersatzinvestitionen für das Netz aufgeschoben werden und sich somit die Netzauslastung und damit die Notwendigkeit von Einspeiseverlagerungen vergrößern. Auch wenn in Zukunft durch verstärkte Marktöffnung - die einzelnen Märkte innerhalb der EU sind zur Zeit unterschiedlich weit geöffnet - die Volatilität der Märkte zunimmt, besteht eine erhöhte NE-Gefahr. Bild 1.1 zeigt die heute in Europa bestehenden NE.

Es ist offensichtlich, dass durch die Wettbewerbsverzerrungen infolge der NE der Markt nicht ideal arbeiten kann. In dieser Arbeit werden die damit verbundenen Probleme identifiziert und im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums gelöst.

Außerdem kann bei den bestehenden Marktstrukturen im Netz und mit NEM-Verfahren ohne Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen keine zuverlässige Verlustoptimierung mehr durchgeführt werden, da der ÜNB nur sehr eingeschränkt über Zugriff auf den Kraftwerkspark der Erzeugungsgesellschaften verfügt. Daher wird mehr elektrische Energie als nötig erzeugt, was sowohl volkswirtschaftlich nicht sinnvoll als auch im Hinblick auf die Problematik des CO_2-Ausstoßes unsinnig ist.

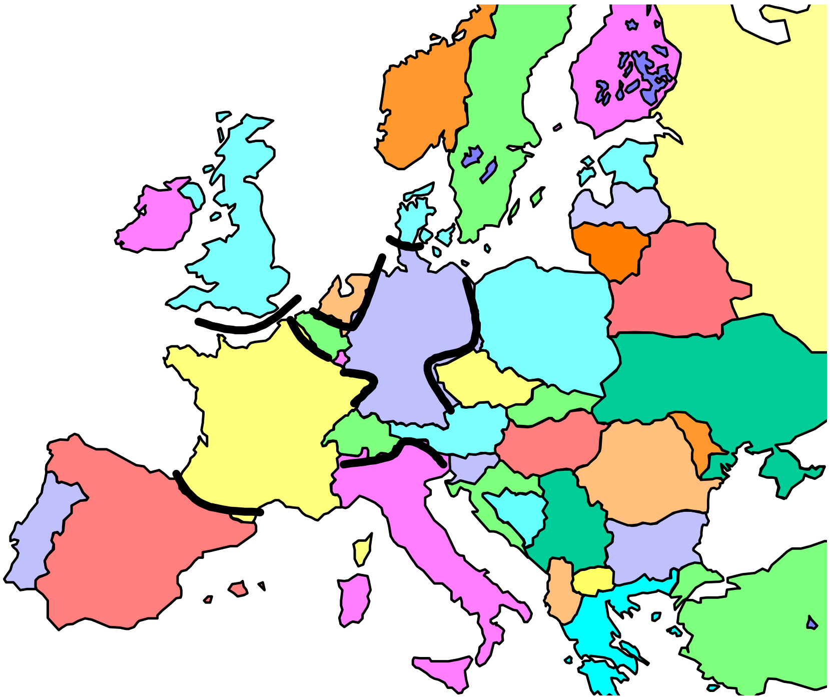


Bild 1.1: NE-Situationen in der EU [2]

Somit kann als Fazit festgehalten werden, dass solange die technischen Rahmenbedingungen nicht wieder stärker berücksichtigt werden, der Kunde zwar kostengünstiger Energie vom Erzeuger beziehen kann, das Netznutzungsentgelt aber tendenziell steigen wird und die Ersparnisse, die den Kunden durch die Liberalisierung entstanden sind, zumindest geschmälert, wenn nicht gar in Zukunft aufgehoben werden. Der hier verfolgte Ansatz der Sequentiellen Quadratischen Programmierung (SQP) erfüllt die Forderungen nach einer stärkeren Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen. Er löst den NE auf Basis der exakten Netzgleichungen und Restriktionen innerhalb einer Regelzone. Der optimale Leistungsfluss (*Optimal Power Flow*: OPF) unter der Berücksichtigung von Wirk- und Blindleistungsflüssen (AC-OPF) wird mit Hilfe der SQP gelöst, die eine leistungsstarke Methode zur Lösung des hier gegebenen nichtlinearen Optimierungsproblems mit nichtlinearen Gleichheits- (P-Q-Lastflussgleichungen) und Ungleichheitsnebenbedingungen darstellt. Ungleichheitsnebenbedingungen, wie maximale Leistungsflüsse auf Leitungen oder Transformatoren, garantieren, dass die berechnete Lösung auch physikalisch durchführbar ist. Es wird eine konvexe, stückweise lineare Zielfunktion benutzt, welche die Angebote der KW-Betreiber abbildet, um die im ersten Schritt vom ÜNB zu zahlenden NE-Kosten zu minimieren.

Da NE zumeist zwischen den Regelzonen oder durch die Querflüsse verursacht in der Nähe der Kuppelstellen auftreten und die Netzdaten des Gesamtnetzes nicht verfügbar sind, wird in diesem Kontext erstmalig der Ansatz der hierarchischen Optimierung basierend auf den nichtlinearen Lastflussgleichungen unter Verwendung der SQP angewandt. Unter dem Begriff hierarchische Optimierung sind in diesem Fall parallele Optimierungen des Lastflusses in den einzelnen Regelzonen zu verstehen, die an zentraler Stelle bezüglich der aktuellen Werte der Kuppelleitungen automatisch koordiniert werden. Die hierarchische Optimierung mit unterlagerter nichtlinearer Suboptimierung gewährleistet somit den Datenschutz der einzelnen ÜNB und erreicht dennoch das volkswirtschaftlich sinnvolle, globale Optimum.

Auf Leistungselektronik basierende Übertragungselemente führen auf das Konzept der *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS), die eine kontinuierliche und schnelle Steuerung der Leistungsflüsse und Knotenspannungen an den Anschlusspunkten erlauben. Diese Eigenschaften der FACTS-Betriebsmittel ermöglichen dem ÜNB durch eine aktive Beeinflussung der Leistungsflüsse die optimale Ausnutzung bestehender Netzressourcen, ohne dass eine kostenintensive Umverteilung der Einspeiseleistungen der Kraftwerke (KW) mit entsprechenden höheren Erzeugungskosten vorzunehmen ist. Die dem ÜNB für diese netzkapazitätserweiternde Maßnahme entstehenden Kosten können den reduzierten Erzeugungskosten gegenübergestellt werden, um so die Investitionsrentabilität der Maßnahme zu sichern.

Die Problematik der Kostenübernahme für die NE-Beseitigung ist eine der zentralen beim NEM entstehenden Fragen. Daher wird in dieser Arbeit ein möglichst verursachergerechtes Abrechnungsmodell entwickelt, das zusätzlich um eine Komponente für die verursachergerechte Finanzierung des Einbaus von netzkapazitätserweiternden Maßnahmen ergänzt wird.

Somit stellt das hier entwickelte Verfahren der hierarchischen Optimierung mit der SQP als Suboptimierung sowie einem auch den Netzausbau berücksichtigenden verursachergerechten Abrechnungsmodell erstmalig eine geschlossene, sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich betrachtet optimale, Lösung der NE dar.

Es wird in dieser Arbeit nicht explizit von der Ausprägung eines einzelnen Marktes, z.B. der deutschen Elektrizitätsmarktstruktur, ausgegangen, sondern es werden die Grundmodelle der Märkte abstrahiert. Da das hier neu entwickelte Verfahren gerade grenzüberschreitend sinnvoll einsetzbar ist, wäre ein solches länderspezifisches Vorgehen nicht sinnvoll. Es wird aber im Verlauf der Arbeit häufiger beispielhaft auf den deutschen Markt Bezug genommen, da dieser - aufgrund des Vorhandenseins mehrerer ÜNB und der geringen Datenverfügbarkeit einzelner Marktteilnehmer - eine der schwierigsten Marktstrukturen für ein auf einer Netzzustandsoptimierung basierendes NEM darstellt. So wird bei der Entwicklung des Abrechnungsmodells exemplarisch die Integration in den deutschen Markt dargestellt.

1.2 Struktur der Arbeit

Im Anschluss an die Einleitung werden in Kapitel 2 die Energieversorgungssysteme hinsichtlich des NEM untersucht. Dabei werden nach der Vorstellung der benutzten Definition und der Klassifizierung von NE die bestehenden NEMS kurz dargestellt. Es werden die Marktstrukturen - insbesondere in Deutschland - sowie die Marktakteure mit Fokus auf bilateral-orientierte Märkte im Kontext der NEMS betrachtet. Zum Schluss des Kapitels werden die resultierenden Anforderungen für ein zu entwickelndes, verbessertes NEMS aufgezeigt. In Kapitel 3 wird das Verfahren der hierarchischen Optimierung nach einem Kurzüberblick detailliert, inkl. der mathematischen Hintergründe und der technischen Modellierung, vorgestellt. Des Weiteren werden leistungsflussregelnde Betriebsmittel (LFRB) in ihrer möglichen Rolle bzgl. des NEM im liberalisierten Strommarkt analysiert und in die Optimierung integriert. Darauf folgt in Kapitel 4 die Vorstellung eines Abrechnungsmodells, das die dem ÜNB durch die Optimierung entstehenden Kosten möglichst verursachergerecht auf die Netznutzer umlegt. Die Frage der Übernahme der Kosten für den Netzausbau, insbesondere die Berücksichtigung netzkapazitätserweiternder Maßnahmen, erhält in liberalisierten Strommärkten eine neue Brisanz. Ergänzend zum Abrechnungsmodell wird ein Verfahren vorgestellt, das die Kosten von netzkapazitätserweiternden Maßnahmen auf deren Nutznießer umlegt. Außerdem werden Möglichkeiten für die Finanzierung dieser Maßnahmen mit bereits bestehenden NEMS vorgestellt. Eine wirtschaftliche und technische Bewertung des hier entwickelten NEMS wird anhand exemplarischer Simulationsszenarien in Kapitel 5 durchgeführt. Kapitel 6 liefert eine abschließende Zusammenfassung der Ergebnisse dieser Arbeit sowie einen Ausblick.

2 Analyse der Elektrizitätsversorgung hinsichtlich des Netzengpass-Managements

Zur Förderung des Wettbewerbs in den Strommärkten ist ein breiter Zugang zu den Erzeuger und Verbraucher verbindenden Stromnetzen unabdingbar. Dies führt insbesondere zwischen den einzelnen Regelzonen des Übertragungsnetzes zu großen Leistungsflüssen, d.h. es können NE auftreten, denen mit geeigneten NEMS begegnet werden muss. Im Folgenden wird eine systematische Analyse der Elektrizitätsversorgungsstrukturen hinsichtlich der bestehenden und des in dieser Arbeit entwickelten NEMS vorgenommen. Hierzu wird zunächst eine Einordnung in unterschiedliche Typen von NE vorgestellt.

Die Ausprägung der NEMS sowie der Preissysteme für die Übertragungskosten hängen von der Ausprägung des liberalisierten Strommarktes ab [3],[4]. Daher werden Grundstrukturen der liberalisierten Strommärkte und unterschiedliche bestehende NEMS sowie die damit verknüpfte Problematik der Datenverfügbarkeit dargestellt. Am Ende dieses Kapitels werden die Rahmenbedingungen an ein neues NEMS festgelegt.

2.1 Definition und Klassifizierung Netzengpass

2.1.1 Definition

In Kapitel 3.3. Paragraph (1) des *TransmissionCode 2003* ist definiert: *"Ein Engpass besteht, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann."* In Kapitel 3.3. Paragraph (2) heißt es weiter: *"Ein Engpass definiert sich auch, wenn der ÜNB die begründete Erwartung hat, dass bei der Akzeptanz aller angemeldeter bzw. prognostizierter Fahrpläne das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann."* Da die (n-1)-Sicherheit bzgl. der Stabilitätsanforderungen und der maximal zulässigen Netzkurzschlussleistungen eine untergeordnete Rolle spielt und allerhöchstens punktuell in vermaschten Netzen Probleme auftreten, werden diese beiden Aspekte der (n-1)-Sicherheit nur insofern berücksichtigt, dass nach einer Netzzustandsoptimierung überprüft werden muss, ob die Grenzen noch eingehalten werden. Sollte dies nicht der Fall sein, so müssen im Anschluss an die Optimierung gezielt Abhilfemaßnahmen getroffen werden.

Wenn in dieser Arbeit von einem NE gesprochen wird, ist damit die Nichteinhaltung bzgl. des dritten Aspekts des (n-1)-Kriteriums, d.h. die Grenzwertverletzung des Spannungsbandes und/oder der Strombelastungen der Betriebsmittel auch unter Berücksichtigung des potenziellen Ausfalls eines Betriebsmittels, gemeint. In dem hier erstmalig verfolgten NEM-Ansatz basierend auf einer Optimierung mit den vollständigen Lastflussgleichungen kann auch das Spannungsband berücksichtigt werden. Dies ist bei den in der Praxis bisher angewandten auf dem linearisierten Lastfluss basierenden oder sogar auf einer Punktnetzbetrachtung basierenden Methoden nicht möglich.

2.1.2 Zeitliche Klassifizierung der Netzengpassbehebung

Durch die verschiedenen Ausprägungen des Elektrizitätsmarktes haben sich unterschiedliche Lösungen für das NEM herausgebildet. Im Folgenden wird kurz auf die Klassifizierung unterschiedlicher Verfahren hinsichtlich ihrer Wirkungsweise und zeitlichen Einordnung, exemplarisch am Beispiel des bilateral-orientierten Marktes, eingegangen. In diesem Zusammenhang werden die unterschiedlichen Planungshorizonte aufgezeigt, in denen das hier entwickelte Verfahren eingesetzt werden kann.

Prinzipiell lassen sich alle Aufgaben des ÜNB zur Führung eines elektrischen Netzes im Verbundbetrieb anhand der zeitlichen Anforderungen gruppieren. Zu den weit vorausschauenden Aufgaben des ÜNB, sog. längerfristigen Planungen gehört die Ausbauplanung. Am wichtigsten, und in diesem Zeitraum siedelt sich auch das hier entwickelte Optimierungsverfahren an, ist die Netzführung bzw. Netzplanung für den aktuellen und den darauf folgenden Tag. In der letzen Phase der zeitlichen Abfolge, der Abrechnungsphase, findet eine Bilanzierung und Auswertung der tatsächlich stattgefundenen Lastflüsse und, falls dies möglich ist, eine Berechnung und Zuweisung der Kosten der NE-Behebung durch den ÜNB statt. In dieser Phase arbeitet das entwickelte Abrechnungsmodell und bildet im Zusammenhang mit der hierarchischen Optimierung das neue NEMS.

Die NEM-Maßnahmen lassen sich in präventive, korrektive und reagierende NEM-Maßnahmen einteilen. Präventive Maßnahmen zielen darauf ab, die Bildung von Einspeise- und Lastmustern zu unterdrücken, die tendenziell zu NE führen könnten. Zu den langfristigen präventiven Maßnahmen gehört z.B. die Netzausbauplanung oder das Verfahren der knotenspezifischen Preise. Sie agieren präventiv im Hinblick auf die langfristig zu erwartenden Verlagerungen von Einspeisungen und großen Lasten. Kurzfristige präventive Maßnahmen sind solche, die in der Regel einen Tag vor Abwicklung der aktuellen Fahrpläne - bis zu dem Zeitpunkt, an dem Einspeisemuster und Lastprognosen dem ÜNB bekannt sind - getätigt werden. Dazu zählen z.B. das *Market-Splitting* und das derzeit in Deutschland praktizierte Verfahren der Auktion.

Präventive Maßnahmen setzen im Allgemeinen voraus, dass die ÜNB schon vor Bekanntwerden der Fahrpläne das Wissen besitzen, wo im Netz NE zu erwarten sind. Das Erfahrungswissen der ÜNB ist dabei für die Prognose kritischer Netzsituationen unentbehrlich. Zukünftig ist jedoch eine weitere Flexibilisierung des Marktes und die Auflösung langfristiger Vertragsbindungen zu erwarten, sodass das vorhandene Erfahrungswissen hinsichtlich Prognosegenauigkeit an Bedeutung verliert und mit wachsenden Schwierigkeiten bei der Umsetzung präventiver Maßnahmen zu rechnen ist.

Zunehmend wichtig werden daher Verfahren des korrektiven NEM, die nach Bekanntwerden der Erzeugerfahrpläne und der prognostizierten Lastverläufe (in Deutschland um 14:30h am Vortag des aktuellen Lastflusses) umgesetzt werden können. Der ÜNB verfügt hierbei zunächst über die quasi-kostenlosen Möglichkeiten der Topologieänderung und der Transformatorstufung bzw. falls vorhanden auch über den Einsatz der FACTS-Geräte, um den Lastfluss zu steuern. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, können zusätzlich die ihm über bilaterale Verträge zur Verfügung stehenden KW genutzt werden. Dies können KW zur Wirk- und Blindleistungseinspeisung oder für die Bereitstellung von Energie für den Verlustausgleich sowie von Energie für den Ausgleich des Bilanzfehlers sein. Des Weiteren können Angebote im Minutenreserve- bzw. *Balance*markt, falls solche kurzfristigen Märkte im Netzbereich des Betreibers existieren, genutzt werden. Die Leistungen zur Bereitstellung der Minutenreserve werden schon seit längerem täglich in Deutschland ausgeschrieben [5],[6],[7]. Auf Grundlage der vorliegenden Angebote erfolgt im hier entwickelten Ansatz über das Verfahren der hierarchischen Optimierung eine optimale mit dem Verbund koordinierte Auswahl der Verträge/Angebote sowie ein optimaler Einsatz der Netzbetriebsmittel für den Folgetag. Dies kann auch Systemplanung „Heute für Morgen" genannt werden [8].

Treten am Tag des aktuellen Lastflusses bedingt durch Störungen oder gravierende Fahrplanabweichungen, z.B. von der Prognose abweichende Bedarfsanforderung der Kunden, NE auf, so werden reagierende Maßnahmen durchgeführt. Der ÜNB hat in diesem Zeitbereich wie vor der Deregulierung des Strommarktes alle Netzsteuerungsmöglichkeiten zur Behebung des NE. Nach Beendigung der unmittelbar auf den NE reagierenden Maßnahmen können ggf. erneut korrektive NEM-Maßnahmen zur Bestimmung eines optimalen Betriebszustandes für in der Zukunft liegende Zeitschritte durchgeführt werden. Dadurch kann das Optimierungspotenzial unter geänderten Rahmenbedingungen wieder genutzt werden. In diesem Zusammenhang wird nach Möglichkeit der Verursacher identifiziert, der die Kosten für die NE-Maßnahmen zu tragen hat. Man kann dies auch Systemeinsatz „Heute für Heute" oder „*Onli-*

ne open loop“-Einsatz nennen [8]. Die Optimierung erfordert allerdings eine hohe Anforderung an die Rechenzeit des Verfahrens, wenn die hierarchische Optimierung sehr zeitnah zur Bestimmung des optimalen NE-freien Betriebspunktes eingesetzt werden soll.

Die zeitliche Einordnung der Maßnahmen ist in Bild 2.1 veranschaulicht.

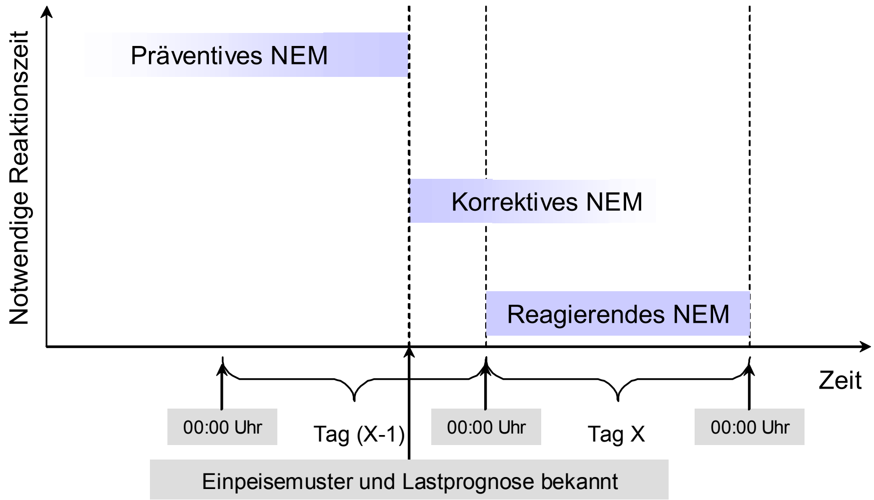


Bild 2.1: NEM-Klassifizierung

2.1.3 Örtliche Klassifizierung der Netzengpässe

2.1.3.1 Klassifizierung hinsichtlich Zonen

Grundsätzlich kann zwischen zoneninternen und zonenübergreifenden NE unterschieden werden. In den bestehenden NEMS werden meist nur zonenübergreifende NE behandelt. Bei zoneninternen NE wird davon ausgegangen, dass der jeweilige ÜNB die NE selbständig lösen kann. Alternativ kann in diesem Fall die Regelzone so unterteilt werden, dass der NE zwischen zwei neuen Zonen liegt. Bzgl. der Netzzustandoptimierung sind beide Arten von NE, zonenintern und zonenübergreifend, gleich zu behandeln. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass bei zonenübergreifenden Handelstransaktionen in vermaschten Netzen auch interne physikalische NE das Resultat sein können. Analog kann auch eine Handelstransaktion, die ausschließlich innerhalb einer Regelzone erfolgt, einen NE zwischen den Regelzonen hervorrufen. Insofern macht die Einteilung in interne und externe NE hauptsächlich hinsichtlich der unterschiedlichen Datenverfügbarkeit zur NE-Behebung sowie in wirtschaftlichen Betrachtungen Sinn.

2.1.3.2 Klassifizierung hinsichtlich Netzebenen

Wie bereits erläutert, treten NE zur Zeit in Europa hauptsächlich in der Transportnetzebene zumeist auf den Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen auf. Grund für dieses Phänomen ist, dass vor der Deregulierung jeder ÜNB nach UCTE-Regeln in seiner Regelzone die Summe der Leistungen aller Erzeugungseinheiten näherungsweise gleich der Deckung der Last in jeder Regelzone halten musste und daher die Kuppelleitungen der Transportnetze nur für den relativ geringen Erzeugungs-, Belastungs- und Störungsausgleich dimensioniert sind.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich aufgrund der Deregulierung die Lastzentren nicht verschoben haben und sich in Zukunft nur sehr langfristig aufgrund beispielsweise des Strukturwandels in der Großindustrie verschieben werden. Insofern sind die durch die Deregulierung verursachten Lastflussschwankungen mit der sich ändernden erzeugten Leistung der eingesetzten Erzeugungseinheiten zu begründen. Diese Erzeugungseinheiten werden je nach Nachfrage eingesetzt. Hierfür ist insbesondere der Stromhandel an den, sich in Europa und weltweit gebildeten, Spotmärkten verantwortlich. Es ist aufgrund der Erfahrung mit einer relativ etablierten Spotmarkt-Börse wie der Nordpool, an der ca. 20-30 % [9] des gesamten Stromes gehandelt wird, zu erwarten, dass das Handelsvolumen an den anderen europäischen Börsen in den nächsten Jahren noch stark ansteigen wird (siehe Tabelle 2.1). Dadurch bedingt wächst bei weiter fortschreitender Liberalisierung die Wahrscheinlichkeit ständig großräumig wechselnder Lastflüsse und damit des Auftretens von NE im Transportnetz. Diese NE innerhalb einer Netzebene können auch "horizontale" NE genannt werden.

Werden Szenarien mit zukünftig massiver dezentraler Einspeisung Realität, so entstehen zunehmend NE zwischen den Netzebenen und zwar vor allem zwischen der Nieder- und Mittelspannungsebene. Die NE-Gefahr ist bei einem stationsweise gespeisten Niederspannungsnetz höher als bei einem vermaschten Niederspannungsnetz [10]. Bei dieser NE-Art ist zu erwarten, dass sie unter Annahme der bestehenden Netzstruktur, nicht wie die "horizontalen" NE zu Starklastzeiten auftreten, sondern fluktuierend eher zu Schwachlastzeiten, wenn die dezentralen Anlagen in die höheren Netzebenen zurückspeisen. Insbesondere wenn wärmegeführte Brennstoffzellen, bei denen die Stromerzeugung als Nebenprodukt anfällt, im Winter in hohem Maße eingesetzt werden oder wenn es in Starkwindzeiten zu hoher Windenergieeinspeisung in den unteren Netzebenen kommt, wächst die NE-Gefahr. Diese Art von NE kann auch "vertikale" NE genannt werden. In Bild 2.2 sind die beiden Arten von NE und die jeweiligen Rahmenbedingungen verdeutlicht.

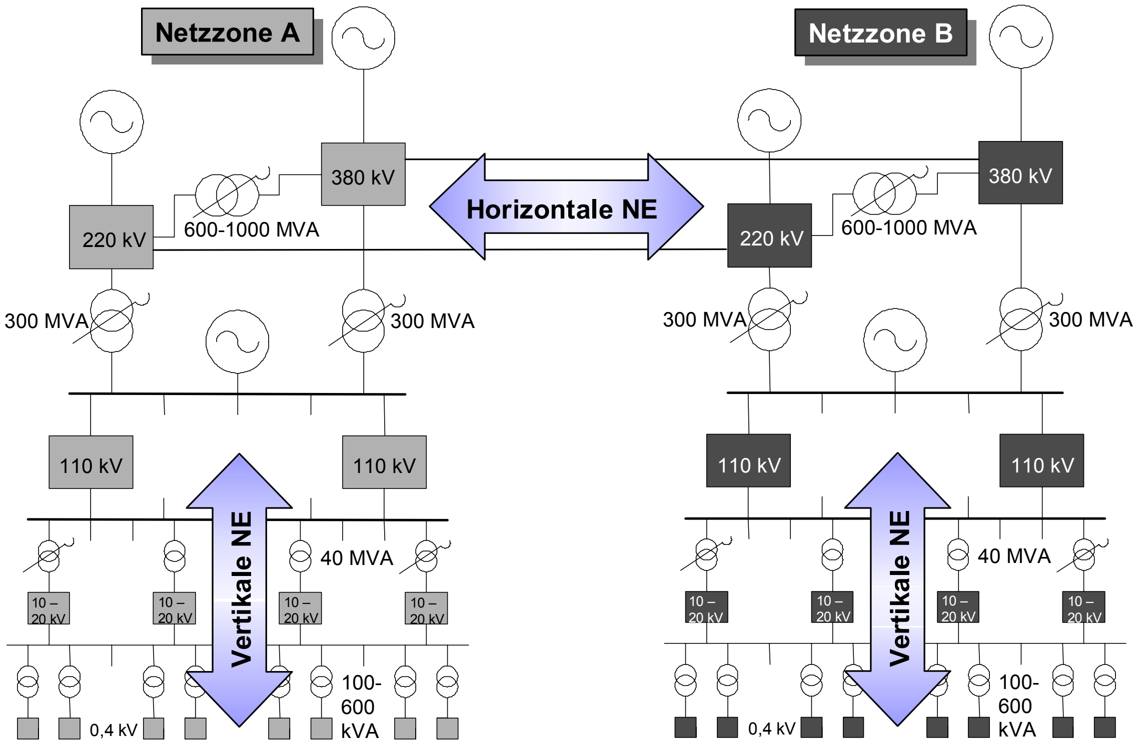


Bild 2.2: Netzengpass hinsichtlich Netzebenen (Deutsche Netzstruktur)

Im hier vorgestellten Ansatz der Netzzustandsoptimierung wird im Wesentlichen die Transportnetzebene betrachtet. Nur auf dieser Ebene existieren die Verbindungen zwischen unterschiedlichen Regelzonen. Die unterlagerten Netzebenen einer Regelzone können, soweit die Netzdaten bekannt sind, berücksichtigt werden. Es ist mit diesem Ansatz auch möglich, die einzelnen Netzebenen voneinander getrennt zu optimieren. Hierbei könnten die Anschlüsse bei den Transformatoren zwischen den Netzebenen als "Quasi"-Kuppellleitungen aufgefasst werden. Damit ist dieses Verfahren auch bei vertikalen NE und massiver dezentraler Einspeisung einsetzbar.

2.1.4 Klassifizierung hinsichtlich der Netzengpasshäufigkeit

Hinsichtlich der Häufigkeit von NE kann eine simple Klassifizierung in sporadisch, häufig und permanent auftretende NE durchgeführt werden. Bei permanent auftretenden NE ist es sinnvoll langfristig einen Netzausbau durchzuführen. Dabei sollte eine Finanzierungsmöglichkeit des Ausbaus auf Basis des NE-Verursacherprinzips gefunden werden. Dieses Finanzierungskonzept kann auch in bestehende NEMS eingebettet werden (s. Kapitel 4). Sinnvoll ist es bis zur Fertigstellung der Netzausbaumaßnahmen einen auf einer Optimierung basierenden *Redispatch* durchzuführen, um eine möglicht kostengünstige Lösung für alle Beteiligten zu finden. Bei nur sporadisch auftretenden NE reichen bestehende Verfahren (z.B. Auktion) durchaus aus, die nur gelegentlich durch einen *Redispatch* unterstützt werden. In diesem Fall liegt häufig physikalisch noch kein NE vor, sondern es besteht nur die Gefahr eines NE. Es wird prophylaktisch ein NEMS, wie z.B. die Auktion durchgeführt. Die Gruppe der häufig auftretenden NE liegt zwischen diesen beiden Extremfällen. Hier muss genau untersucht werden, ob auf Dauer ein Netzausbau sinnvoll ist, oder ob es ausreicht dauerhaft einen kostenoptimalen *Redispatch* durchzuführen.

2.2 Grundsätzliche Strukturen der liberalisierten Elektrizitätsversorgung

Durch die Entflechtung des vertikal integrierten Energiemarktes kommt es zu einer Trennung in Erzeugungs- und Übertragungsgesellschaften sowie zur Neugründung von Handelsgesellschaften. Während bei den Übertragungsgesellschaften aufgrund ihres natürlichen Monopols eine Regulierung erforderlich ist, sie aber dennoch als wirtschaftlich eigenständige Marktteilnehmer [11] auftreten, können Erzeugungs- oder auch reine Handelsgesellschaften in liberalisierten Strommärkten ihren Gewinn maximieren.

Dies führt für den ÜNB zu gravierenden Änderungen [12],[13],[14],[15]. Es hat zur Folge, dass die bisherige Optimierungspraxis (Minimierung der Erzeugungskosten und der Netzverluste unter der Berücksichtigung der Netzsicherheit) in einem entflochtenen Strommarkt geändert werden muss. Der ÜNB kennt die Kosten oder die Preise der Angebote der einzelnen KW von unterschiedlichen Stromerzeugern nicht mehr. Es ist auch keine Selbstverständlichkeit mehr, dass er diese KW zur Betriebsführung des Netzes einsetzen kann [16],[17].

Auf der anderen Seite muss der KW-Betreiber seine Einspeisungen dem ÜNB zur Genehmigung vorlegen. Er kennt nicht den aktuellen Betriebszustand des Netzes und kennt weder die auftretenden Netzverluste noch die genauen Netzrestriktionen.

Da die Marktstrukturen sich zurzeit ständig weiterentwickeln, wird auf den jetzigen Stand und die absehbaren zukünftigen Tendenzen des Marktgeschehens eingegangen, die im Kontext der NE-Thematik relevant sind.

2.2.1 Marktakteure

Es gibt vier grundsätzliche Marktakteure: Den Kunden, den Händler, den Erzeuger und den Netzbetreiber (hier nur Betrachtung des ÜNB). Neben diesen vier grundsätzlichen Marktakteuren gibt es je nach Marktstruktur zusätzliche Marktakteure wie z. B. den Regulator, der in den meisten Märkten vorhanden ist und eine „neutrale“ Marktaufsicht darstellt oder den Bilanzkreisverantwortlichen BKV, der quasi das Bindeglied zwischen dem ÜNB, der technisch den Betrieb regelt, und dem Stromhandel darstellt. Häufig wird die Funktion des BKV vom Händler zusätzlich ausgeübt. Dies muss aber nicht so sein. An dieser Stelle werden nur die grundsätzlichen Marktakteure beispielhaft für bilateral-orientierte Märkte in Bezug auf das NEM vorgestellt. Die meisten Aussagen lassen sich leicht auf poolbasierte Märkte übertragen.

Der Kunde möchte bei einem definierten Standard möglichst günstig, sicher und bedarfsgerecht Energie beziehen. In der hier gewählten vereinfachten Betrachtungsweise gibt es für den Kunden nur Kosten für das Produkt an sich (Energiekosten) und Kosten für die Lieferung des Produktes (Netznutzungskosten). Alle anderen Kosten sind in diesen beiden Komponenten enthalten. Insofern ist die NE-Komponente in den Lieferungskosten eingeschlossen. Die genaue Zusammensetzung der einzelnen Posten für die Kosten der Netznutzung und ihre Berechnung sind je nach Ausprägung des Marktes unterschiedlich. So ist marktabhängig, ob die Netznutzungsgebühr Komponenten beinhaltet, die transaktionsabhängig oder -unabhängig sind. Ebenso entscheidet die Marktform darüber, wie die Kostenwälzung durchgeführt wird.

Beim bilateralen Handel zahlt der Kunde über einen Händler jedoch nur einen einzigen ausgehandelten Preis, der beide Komponenten beinhaltet. Es kann aber vorkommen, dass große Kunden eine eigene Handelsabteilung besitzen und direkt mit den Erzeugen verhandeln oder am Spotmarkt einkaufen und daher beide Komponenten getrennt zahlen müssen.

Die Erzeuger sind ausschließlich daran interessiert, ihre Gewinne zu maximieren, wobei der optimierte Einsatz ihres Kraftwerksparks unter anderen Randbedingungen erfolgt wie vor der Liberalisierung. Sie verkaufen in erster Line ihre Energie an die Händler oder handeln auch selbst direkt am Spotmarkt. Des Weiteren treten die Erzeugungsgesellschaften auch als Energielieferanten für Systemdienstleistungen gegenüber dem ÜNB auf [8]. Im Falle einer NE-Beseitigung auf Basis einer Optimierung müssen die Einspeisungen der Erzeuger verändert werden. Diese Abweichung von ihren ursprünglichen Fahrplänen müssen die Erzeugungsgesellschaften vom ÜNB bezahlt bekommen. Die Optimierung der KW-Betreiber ist damit von einer reinen Kostenbetrachtung zu einer gewinnmaximierenden Betrachtung übergegangen. In diesem Zusammenhang soll nochmals erwähnt werden, dass die Erzeugungsgesellschaften bei ihrer Optimierung nicht mehr das Netz als Randbedingung berücksichtigen können.

Der ÜNB ist aufgrund der Entflechtung ein eigenständiger Unternehmensbereich [18]. Er ist für die Betriebsführung des Netzes verantwortlich, das als Handelsplattform zur Verfügung gestellt wird. Der ÜNB ist der einzige Marktteilnehmer, der aufgrund seiner Stellung als natürlicher Monopolist, reguliert ist. Dies gilt selbst in Deutschland, obwohl ein eigenständiger Regulator hier erst eingeführt wird, da z.B. das Vergleichsmarktprinzip existiert und das Kartellamt teilweise die Regulatorfunktionen übernimmt. Alle Kosten, die dem ÜNB entstehen, muss er an die anderen Marktteilnehmer weiterreichen. Da er die Systemverantwortung trägt, ist er, neben der Frequenzhaltung, dem Verlustausgleich und den sonstigen Dienstleistungen, auch für die Beseitigung der NE verantwortlich [19],[20]. Auch die für die NE-Beseitigung entstehenden Kosten müssen auf die Marktteilnehmer umverteilt werden. Der ÜNB wird angehalten, die Kosten für die Bereitstellung des Netzes gering zu halten. In diesem Zusammenhang ergibt sich die grundlegende Frage der Art der Umverteilung der Kosten. Hierbei existieren prinzipiell zwei Möglichkeiten: Zum einen solidarisiert auf alle Marktteilnehmer oder zum anderen möglichst verursachergerecht. Eine vertiefende Betrachtungsweise hierzu und ein verursachergerechter Ansatz im Rahmen des hier entwickelten Verfahrens sind in Kapitel 4 zu finden.

Maßgeblich neu als Marktakteure sind die reinen Handelsunternehmen für das Produkt Strom [21]. Sie können nicht nur am direkten Termin- und Spotmarkt arbeiten, sondern treten zumeist bei bilateralen Verträgen als Verbindungsglied zwischen Kunde und Erzeuger auf. Im Wesentlichen agiert der Händler an Spot- und Terminmärkten sowohl als Käufer als auch als Verkäufer und übernimmt einen Großteil des Risikomanagements. Die Händler sind diejenigen Marktakteure mit dem größten Interesse an der Etablierung eines möglichst uneingeschränkten Marktes. Insofern stellen sie an den ÜNB die Forderung, ein marktkonformes NEMS zu entwickeln, d.h. der Markt soll durch ein Verfahren möglichst nicht behindert werden und die ÜNB sollten alle relevanten Marktdaten offen legen. Dies geschieht bisher häufig nicht [22]. Bild 2.3 verdeutlicht das Zusammenspiel aller Markteilnehmer für einen bilateral-orientierten Markt.

Ein sehr wichtiger Punkt aller NEMS ist, dass letztendlich die Kosten für die Beseitigung eines NE am Ende immer der Kunde trägt. Alle anderen Marktteilnehmer reichen ihre entstehenden Kosten an den Kunden weiter. Wenn zunächst der Erzeuger die Kosten zur Beseitigung von NE tragen muss, wird er diese Kosten in seine zukünftigen Energiepreise einrechnen. Trägt der Händler die Kosten, wird er diese auf seine Komplettangebote am Markt aufschlagen. Auch wenn der ÜNB die Kosten zunächst trägt, wird er sie weiterreichen.

Es kann, je nachdem welcher Marktteilnehmer zuerst die Kosten trägt, zu unterschiedlichen Auswirkungen auf den Wettbewerb kommen. Wenn die Erzeuger als erstes die Kosten zur NE-Beseitigung verursachergerecht tragen, kann es den zusätzlichen Effekt geben, dass langfristig die Erzeuger, die stark an der Entstehung von NE beteiligt sind, ihren Kraftwerkspark umbauen oder bereit sind, sich an den Kosten für eine Netzverstärkung zu beteiligen.

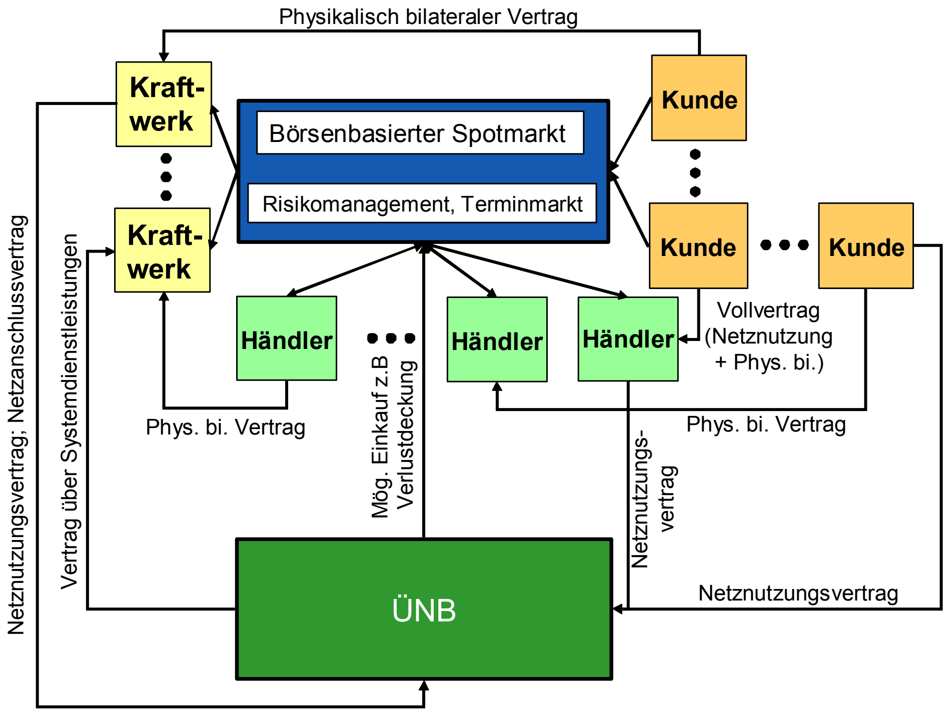


Bild 2.3: Zusammenspiel der Marktteilnehmer in einem bilateral-orientierten Markt

Ein weiterer Aspekt des neuen Marktsystems ist es, dass einerseits profitorientierte Marktteilnehmer wirtschaftlich gesehen miteinander konkurrieren, während sie technisch gesehen miteinander bzw. zumindest mit dem ÜNB arbeiten müssen. Aus diesem Grund können Konflikte entstehen und es muss daher im Bereich des NEM darauf geachtet werden, dass keine Manipulation möglich ist.

2.2.2 Marktmodelle im Kontext der Netzengpass-Management-Systeme

2.2.2.1 Pool basierendes Grundmarktmodell

Beim Grundprinzip des klassischen Pool-Modells werden alle Angebote der Erzeuger und alle Nachfragen der Kunden an einen Marktverwalter weitergeleitet, der eine Auktion durchführt. Der Marktverwalter arbeitet eng mit dem maßgeblich für den Netzbetrieb verantwortlichen *Independent System Operator* (ISO) zusammen. Das Pool-Modell ist durch die Beachtung der speziellen Charakteristika des Netzes im Handelsprozess motiviert [3]. So werden die Angebote im NE-Fall zumeist mit einer vom Netznutzungsgrad abhängigen Komponente modifiziert. Anschließend wird mit den modifizierten Angeboten eine Auktion durchgeführt. Wie und ob die Angebote modifiziert werden müssen, koordiniert der ISO. Hierbei wird häufig auf ein linearisiertes Lastflussmodell und/oder eine Optimierung zurückgegriffen. Das Konzept der knotenspezifischen Preise wird dabei oft genutzt, um die vom Netznutzungsgrad abhängige Komponente zu berücksichtigen und somit NE-Probleme zu lösen. Die knotenspezifischen Preise wurden von Schweppe et al. [23] vorgeschlagen und von Hogan [24] weiterentwickelt. Die Aufteilung der Verantwortung und Aufgabengebiete zwischen dem ISO und Marktverwalter kann von System zu System unterschiedlich sein [25]. Bei einem klassischen Pool-Modell muss die gesamte elektrische Energie physikalisch über den Pool abgewickelt werden. Häufig sind jedoch für das Risiko-Management (hier „*Hedging*") auf einem Terminmarkt finanzielle bilaterale Verträge [25] zugelassen.

Des Weiteren wird häufig ein börsenbasierter Spotmarkt, bei dem nur ein Punktnetz betrachtet wird, als Sonderform des Pool-Modells klassifiziert. Dieser Klassifizierung wird im Weiteren nicht gefolgt, da hier ein Poolmodell sowohl durch die verpflichtende Poolteilnahme als auch durch die Eingriffsmöglichkeit des ISO gekennzeichnet sein soll. Ein börsenbasierter physikalischer Handel tritt zumeist nur in Kombination mit einem klassischen bilateralen Modell auf und wird somit hier als Erweiterung des bilateralen Models um eine nichtverpflichtende Handelsplattform von standardisierten physikalischen Verträgen verstanden, bei der keine Eingriffsmöglichkeit des ISO (im bilateralen Modell TSO) gegeben ist.

Da in diesem Markmodell der ISO Zugriff auf alle Daten hat, lässt sich eine NE-Optimierung wesentlich einfacher als beim bilateralen Marktmodell, basierend auf dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren, grenzüberschreitend durchführen. Es werden alle KW beteiligt und nicht wie im bilateralen Modell nur KW, die auch Angebote abgeben. Deshalb wird im Folgenden und speziell in den Simulationsbeispielen immer vom, bzgl. der NE-Behandlung schwierigeren, bilateralen Markt ausgegangen. Sollte dieses Verfahren in mehreren Ländern angewandt werden und einige der beteiligten Märkte sind im Pool organisiert, so stellt dies für das Verfahren eher eine Erleichterung dar.

2.2.2.2 Das bilaterale Grundmarktmodell

Das bilaterale Modell ist durch das Prinzip motiviert, dass ein möglichst freier Markt mit guter Konkurrenzsituation der beste Weg ist, einen effizienten Elektrizitätsmarkt zu schaffen [3], [26]. Auch hat in einem bilateral-orientierten Markt sowohl der Kunde als auch der Erzeuger die größtmögliche Freiheit. In den physikalisch-bilateralen Verträgen [25] handeln allein die beiden Vertragspartner einen Energieliefervertrag aus. Der ÜNB hat im bilateralen Modell nur sehr eingeschränkt Zugriff auf die Erzeugungseinheiten und die Verträge. Er darf die Verträge nur im gestörten Betrieb verändern. Dies führt in diesem Modell zu zwei Hauptproblemen: Erstens, wie funktioniert der Markt möglichst optimal, wenn NE vorhanden sind und zweitens, wie werden Verluste behandelt. Zur Behandlung dieser beiden Punkte gibt es unterschiedliche Lösungsansätze, die alle zu keinem volkswirtschaftlich optimalen Punkt führen, weil das Netz gar nicht oder nur unzureichend berücksichtigt wird. In dieser Arbeit wird ein Verfahren entwickelt, das die Berücksichtigung des Netzes in den Mittelpunkt rückt und zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt, ohne dass dabei der Handelsablauf und der Freiheitsgrad für die Netznutzer eingeschränkt werden muss.

Sehr häufig ist das bilaterale Modell mit einem kurzfristigen börsenbasierten Spotmarkt kombiniert, der nicht mit dem auf einem Pool basierenden Spotmarkt zu verwechseln ist. Hauptunterschied der beiden Märkte ist aus Sichtweise des NEM, dass im Pool-Modell alle Energielieferungen über den Pool gehandelt werden müssen, während im bilateralen Modell nur ein Teil der Energie über einen börsenbasierten Spotmarkt gehandelt wird. Außerdem hat im Pool-Modell der ISO/ÜNB direkt Zugriff auf die Angebote aller KW-Betreiber. Diesen Zugriff hat der ÜNB im bilateralen Modell nicht. Tabelle 2.1 zeigt den prozentualen Anteil der Energie, der an ausgewählten Börsen am 30.04.2002 gehandelt wurde.

Tabelle 2.1: Anteil des börsenbasierter Handel in bilateral-orientierten Märkten [9]

Börse (Gründungsjahr)	Spothandels-volumen	Land	Durchschnittlicher jährlicher Verbrauch in 2000	Börsenhandel in % des jährlichen Verbrauchs
EXAA (2002)	2.412 MWh	Österreich	138.904 MWh	2 %
Powernext (2001)	10.583 MWh	Frankreich	1.169.863 MWh	1 %
APX (1999)	35.147 MWh	Niederlande	196.712 MWh	18 %
LPX & EEX (2000)	87.239 MWh	Deutschland	1.353.425 MWh	6 %
Nordpool (1993)	251.906 MWh	(NORDEL)	1.073.973 MWh	24 %

Hierbei ist auffällig, dass bei der am längsten etablierten Börse, der Nordpool, der Börsenhandel einen deutlich größeren Anteil besitzt als bei allen anderen Börsen. Darauf basierend kann die Prognose gestellt werden, dass bei den anderen Börsen der Anteil des Börsenhandels am gesamten Handelsvolumen langfristig ca. 20-30 % betragen wird. Diese Prognose wird durch die Entwicklung an LPX & EEX gestützt, an denen der Anteil des Börsenhandels im Jahr 2003 bereits 10 % betrug [27]. Eine solche Entwicklung hat jedoch unmittelbare Auswirkungen auf die NEM-Maßnahmen in bilateralen Märkten. Da die meisten bestehenden Verfahren ineffektiv werden, weil nur der bilaterale Anteil des Stromhandels im Rahmen des NEM erfasst wird, besteht Bedarf diese Verfahren zu modifizieren oder neue zu entwickeln. Auch wird mit wachsendem Marktanteil des Spotmarkts die Prognose von NE in vorausschauenden NEMS schwieriger. Daher wird ein korrektives NEMS zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Außerdem ist die früher zentrale Aufgabe des ÜNB, die Netzverluste zu minimieren, bei einem bilateral-orientierten Markt in den Hintergrund gerückt. Da der ÜNB die Verluste durch Einkauf im Rahmen von bilateralen Verträgen mit Erzeugungseinheiten ausgleicht und er eine im Wesentlichen feststehende Einspeisesituation vorgegeben hat, kann er nur noch bedingt eine Verlustminimierung mit den ihm bereits vertraglich verpflichteten KW durchführen. Durch diese vorgegebene Einspeisesituation und die sich preisbedingt einstellenden Einspeiseverlagerungen, die zu einem weiträumigeren Energietransport führen, werden die Verluste im Netz langfristig ansteigen.

Andererseits ist der ÜNB angehalten, eine möglichst preiswerte Netznutzung zu gewährleisten, sodass es dennoch sinnvoll ist eine Verlustoptimierung durchzuführen. Bei dem hier entwickelten Verfahren wird, neben der primären Aufgabe der NE-Beseitigung, eine integrierte Verlustminimierung durchgeführt, die zusätzlich die Kosten der NE-Beseitigung reduziert und den Betriebspunkt wieder näher zum volkswirtschaftlich optimalen Punkt zurückführt. Dies bedeutet, dass durch die Verlustminimierung und die kostenoptimale NE-Beseitigung die Netznutzungskosten für alle geringer sind. Zusätzlich führt die Verlustminimierung zu einer Reduktion der benötigten Stromerzeugung und damit zu einer reduzierten CO_2-Emission.

2.2.2.3 Bisherige Praxis der Netzengpassbehandlung

Die bisher angewandten Verfahren der NE-Behandlung, auf die im weiteren Verlauf der Arbeit Bezug genommen wird, werden im Folgenden erläutert. Einige Verfahren werden nur kurz angesprochen und es wird für weitergehende Informationen auf die nachfolgenden Literaturangaben verwiesen. Generell ist besonders [20] hervorzuheben, in dem grundsätzlich das Konzept der knotenspezifischen Preise, das *Market-Splitting*, das *Countertrade* und die transaktionsbasierte US-Methode verglichen werden. Verwiesen werden soll auch auf unterschiedliche ausschließlich über das Internet abrufbare Dokumente des Verbandes der Europäischen Netzbetreiber ETSO, insbesondere auf einen Vergleich unterschiedlicher NEMS [28]. Außerdem wird dort das koordinierte Benutzen des *Market-Splittings* [29] und die koordinierte Auktion [30],[31],[32] vorgeschlagen. Beide Verfahren arbeiten auf der Basis von Verteilungsfaktoren, damit die verbleibenden Kapazitäten besser genutzt werden können. Dabei wird auch ein Kapazitätsaufteilungsmodell vorgeschlagen, in dem einzelne Kapazitäts-Schichten den langfristigen Verträgen (größtenteils aus der Zeit vor der Liberalisierung), der expliziten Auktion und der letzen Schicht, dem *Market-Splitting*, zugewiesen werden [33],[34]. Da diese Verfahrensansätze bisher nicht in der Praxis angewandt und nur innerhalb der ETSO stark diskutiert werden, sind sie nicht Gegenstand dieser Arbeit. Auch das beim Pool-Modell angewandte Verfahren der knotenspezifischen Preise wird hier nicht näher betrachtet, da es ausführlich in [35] untersucht wurde. Ebenso wird die implizite Auktion, da sie anders als die explizite Auktion auf dem Spotmarkt basiert und in einer Variante zwischen den Grenzen Spaniens und Portugals angewandt wird, hier nicht näher vorgestellt.

In bilateral-orientierten Märkten basieren die meisten der bisher angewandten Verfahren auf einer Punktnetzbetrachtung und vernachlässigen die realen Verhältnisse im Netz. Hierbei wird eine Zoneneinteilung so vorgenommen, dass der NE, bzw. in diesem Falle der geplante „wirtschaftliche“ Austausch, der die mögliche Kapazität übersteigt, immer zwischen den Zonen liegt.

Mit auf einer Punktnetzbetrachtung basierenden Verfahren können sehr gut Lösungen in schwach vermaschten Netzen, oder auch für punktuell auftretende NE in stark vermaschten Netzen, erzielt werden. Einen globalen oder zumindest koordinierten Ansatz, wie er hier verfolgt wird, stellen sie jedoch nicht dar. In Bild 2.4 ist eine reale Netzsituation, wie sie innerhalb der UCTE am 19.06.2002 aufgetreten ist, dargestellt. Dabei wird zwischen dem realen physikalischen Austausch und dem vertraglichen bzw. „wirtschaftlichen“ Austausch unterschieden. Es ist zu erkennen, dass diese beiden Flüsse teilweise deutlich voneinander abweichen. Dies illustriert anschaulich, dass Maßnahmen, die nur die wirtschaftliche Seite betrachten, in einem vermaschten Netz nicht zum gewünschten Erfolg führen.

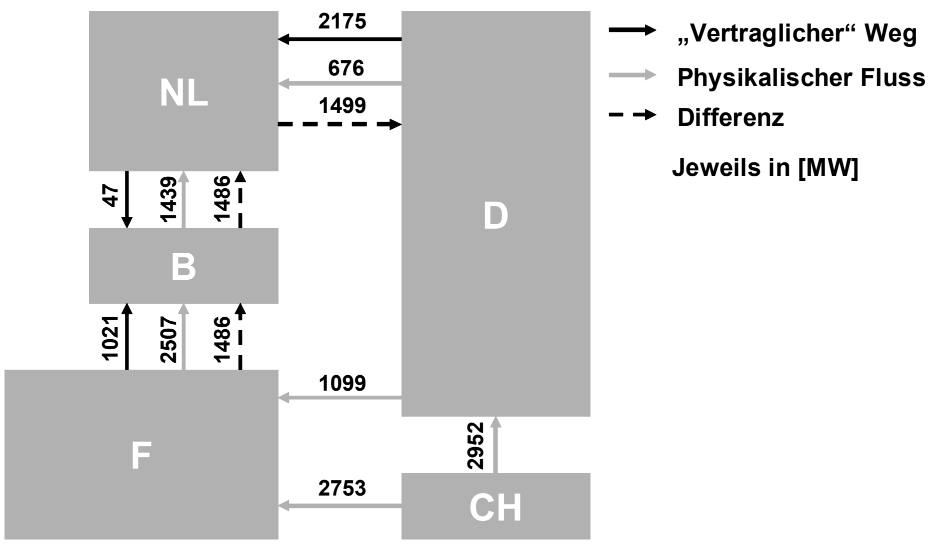


Bild 2.4: Physikalischer Fluss versus „wirtschaftliche“ Wege [2]

Die beiden nachfolgenden Verfahren stellen die einfachsten auf wirtschaftlichen Methoden basierenden NEM-Verfahren dar. Beim Verfahren *first-come-first-serve* werden die Kapazitätsreservierungen solange angenommen bis die gesamte Leitungskapazität ausgeschöpft ist.

Beim Pro-Rata-Verfahren werden zunächst alle Anfragen gesammelt und anschließend anteilig bedient. Allerdings bieten beide Verfahren auch Möglichkeiten zur Manipulation, wenn schon zu früh oder zu viele Kapazitäten reserviert werden.

Dies ist bei der expliziten Auktion besser geregelt. Je nachdem wie viel Wert der Reservierung der Kapazität zugemessen wird, werden Angebote abgegeben [36]. Dann werden die Angebote der Größe nach gesetzt und solange bedient bis die gesamte zur Verfügung stehende Netzkapazität vergeben ist. Bei der Auktion erwirtschaftet der Auktionator Erträge, die den Netznutzern abzüglich aller NE-Kosten und evtl. noch notwendiger *Redispatch*-Kosten zurückgegeben werden müssen. Es gibt häufig eine jährliche und eine monatliche Auktion zur Reservierung von Kapazitäten sowie eine tägliche Auktion, bei der die reservierten Kapazitäten, die nicht genutzt wurden (*Use it or lose-it*-Prinzip) und die noch freien Kapazitäten auktioniert werden. Bild 2.5 verdeutlicht das Verfahren der Auktion.

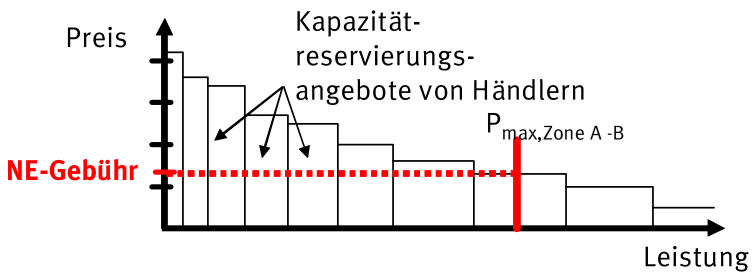


Bild 2.5: Explizite Auktion

Als Vorteile der Auktion wären zu nennen, dass das Verfahren sehr einfach zu implementieren, transparent und diskriminierungsfrei ist. Der Hauptnachteil ist, neben der schon erwähnten nur punktuellen Lösung, dass, je freier der Markt sich entwickelt, die Bestimmung der verfügbaren Netzkapazität im Voraus immer schwieriger wird. Des Weiteren besteht die Gefahr, dass ein *Redispatch* in vermaschten Netzen durchgeführt werden muss, da der physikalische Lastfluss von den bei der Auktion zwischen den einzelnen Zonen ausgehandelten Fahrplänen abweicht. Um zu vermeiden, dass selbst in den extremsten Fällen kein *Redispatch* nötig ist, müsste die Grenze der übertragbaren Leistung $P_{max,Zone\,A-B}$ für die Auktion sehr klein gewählt werden. Dies ist jedoch unökonomisch, da möglicherweise freie Kapazitäten ungenutzt bleiben. In Kapitel 2.2.3.2 ist für Deutschland der zeitliche Verlauf des Marktgeschehens mit der Auktion beschrieben.

Das *Market-Splitting*, ein Verfahren, das hauptsächlich im Nordpool in Norwegen Anwendung findet, ist ein börsenbasiertes Verfahren. Für die einzelnen Zonen wird zunächst ein individueller gebietsinterner Marktpreis ermittelt (s. Bild 2.6), der von Zone zu Zone erheblich variieren kann. Durch das Einbringen preisunabhängiger Angebote in ein Gebiet mit Leistungsdefizit (Verschieben der Angebotskurve für diese Zone nach rechts) sowie das gleichzeitige Einbringen der preisunabhängigen Nachfragen in eine Zone mit Leistungsüberschuss (Verschieben der Nachfragekurve für diese Zone nach rechts) werden die Marktpreise der einzelnen Zonen zu einem Marktpreis (*Market Clearing Price*, MCP_G) für den gesamten Spot-Markt angepasst. Kann der Marktpreis einer Zone nicht an den gesamten Marktpreis angepasst werden, so würde bei einer weiteren Erhöhung des Energieaustausches zwischen den Zonen ein NE vorliegen. Um dies zu verhindern, gilt in diesem Fall für jede Zone ein eigener Marktpreis. Dieses Verfahren kann nur dann effektiv arbeiten, wenn im NE-Fall die physikalisch-bilateralen Verträge auch über den Spot-Markt gehandelt werden (Norwegen). Es werden positive langfristige Investitionssignale gesetzt. Darüber hinaus ist dieses Verfahren bedingt verursachergerecht, da nur die betroffenen Gebiete einen erhöhten Preis zahlen müssen.

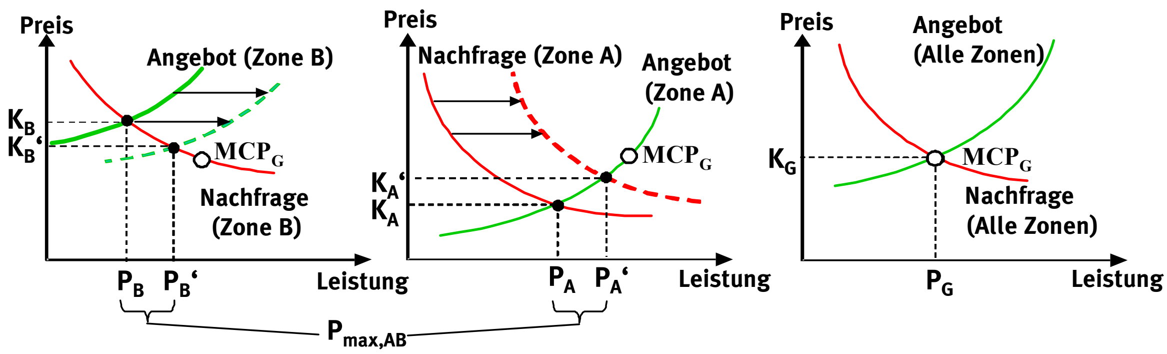


Bild 2.6: Bestimmung des Marktpreises beim *Market Splitting* (NE-Gefahr)

Das Verfahren des *Countertrade* findet am Ausgleichsmarkt zwischen den Grenzen Schweden/Finnland Anwendung. Es basiert auf dem Kauf und Verkauf von Energie am Ausgleichsmarkt zur unmittelbaren Behebung der NE. Der Markt wird wiederum in geografische Zonen eingeteilt, sodass der NE zwischen den Zonen liegt. Gebote an den Ausgleichsmarkt werden nach Abschluss des Spot-Marktes abgegeben. Die Angebote im ersten Quadranten geben an, wie viel der ÜNB einem Erzeuger zur Erhöhung der Leistung zu zahlen hat, während die Angebote im dritten Quadranten angeben, welchen Betrag der ÜNB von den Erzeugern für die Senkung der Leistung bekommt. Zur Behebung eines NE versucht der ÜNB nach dem Prinzip der geringsten Kosten, Energie in der Defizitzone anzukaufen und gleichzeitig Energie in der Überschusszone zu verkaufen.

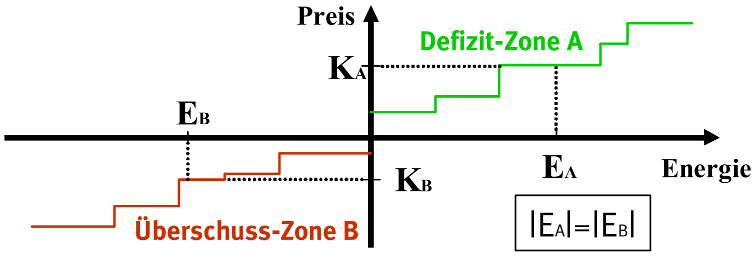


Bild 2.7: *Countertrade*

Dem ÜNB entstehen hierbei Kosten, da der Ankauf der Energie einen höheren Preis fordert als beim Verkauf wieder eingenommen werden kann. Diese Kosten werden auf alle Marktteilnehmer umgelegt. Die drei hier kurz vorgestellten Verfahren Auktion, *Market-Splitting* und *Countertrade* werden in Kapitel 4.3 um die Finanzierung von kapazitätsvergrößernden Maßnahmen (z.B. Leitungszubau oder Einbau von FACTS-Geräten) erweitert.

2.2.3 Verhältnisse in der EU und im Marktmodell Deutschland

2.2.3.1 Die EU und das Netzengpass-Management

In der EU-Elektrizitätsrichtlinie 96/92/EG [37] sind allgemeine Vorschriften für die stufenweise Deregulierung der einzelnen Elektrizitätsmärkte und die Schaffung eines EU-weiten Elektrizitätsbinnenmarktes erlassen worden. Technisch gesehen hat dies starke Auswirkungen auf die *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* UCTE, die nahezu deckungsgleich mit den Gebieten der EU-Mitgliedsländer ist. In den kontinental-europäischen UCTE-Gebieten herrscht ein Parallelbetrieb mit gleicher Frequenz vor. Auf gesamteuropäischer Ebene bildet die UCTE gemeinsam mit dem Verbund der skandinavischen Übertragungsnetzbetreiber NORDEL, dem irischen Übertragungsnetzbetreiber ATSOI, und der britischen Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber UKTSOA seit 1999 die *European Transmission System Operators* (ETSO). Im Jahre 2001 ist die ETSO auf 32 TSO-Mitgliedschaften angewachsen und beinhaltet damit sowohl alle EU-Länder als auch die Schweiz, Norwegen, Slowenien und die CENTREL-Länder. Die ETSO ihrerseits hat Arbeitsgruppen zur Harmonisierung der Regeln zwischen den ÜNB gegründet. Hierbei ist die Arbeitsgruppe *Network Access and Congestion Management* von Bedeutung, die Anforderungen an ein Interzonen-NEM stellt und unterschiedliche NEMS verglichen und bewertet hat. Des Weiteren wurde im Jahr 2000 das aus Vertretern von 15 Regulierungsbehörden der Länder der Europäischen Union bestehende *Council of European Energy Regulators* (CEER) gegründet, das ebenfalls eine Arbeitsgruppe *Congestion Management* ins Leben gerufen hat. Daneben gibt es die Organisation der Börsen Europas *EuroPex* und die *Eurelectric*, welche die Elektroindustrie repräsentiert, sowie die *European Group of Energy Distribution Companies and Organisations* GEODE und andere, die Position bzgl. des NEM innerhalb Europas beziehen. Die Spannweite reicht dabei von der Forderung nach einem einzigen europäischen ÜNB [38] bis hin zu rein marktbasierten NEM-Lösungen [39]. 1998 etablierte die EU das dauerhafte *Electricity Regulatory Forum* in Florenz. Das Forum tagt zweimal im Jahr und besteht im Wesentlichen aus den oben erwähnten Organisationen und anderen Marktakteuren. Der Zweck dieses Forums ist es, die europäischen Einzelmärkte in Richtung eines „echten" EU-weiten Binnenmarkts zu entwickeln. Insofern ist dort einer der wichtigsten Aspekte die Entwicklung eines fairen NEMS. Der noch andauernde und sehr komplexe Florenz-Prozess kann auf den ausführlichen Internetseiten[1] des Florenz-Forums verfolgt werden. Im Weiteren wird kurz auf die Anforderungen an das NEM der Zukunft stellende „ETSO-Vision" [40],[41],[42] innerhalb des Florenz-Prozesses eingegangen. Sie beinhaltet:

- das Ziel die grenzüberschreitenden Kapazitäten zu maximieren und den Netzzugang zu vereinfachen, damit ein effizienter Interzonenhandel und somit ein Wettbewerb innerhalb Europas möglich ist.
- die Netznutzung aus einer pan-europäischen Sichtweise zu optimieren.

Bei der Verfolgung dieser Ziele muss laut ETSO ein anwendbarer marktbasierter Algorithmus für die NE-Behebung zwischen den Zonen existieren, der gleichzeitig die Möglichkeit unterschiedlicher Marktstrukturen innerhalb einer Zone zulässt. Diese Ziele können in einem NEM nur durch die ÜNB gemeinsam und zeitgleich koordiniert erreicht werden, da die ÜNB auch für den sicheren und effizienten Netzbetrieb verantwortlich sind und als einzige über die erforderlichen Daten verfügen. Die ETSO schlussfolgert innerhalb dieser Vision, dass die bestehenden NEM-Maßnahmen diesen Anforderungen nicht genügen und schlägt ein koordiniertes NEMS vor, das auf Lastflussverteilfaktoren [30],[33],[29] beruht, aber noch nicht in der Praxis eingesetzt wurde und sich bewährt hat. Es wird jedoch in näherer Zukunft ein Pilotprojekt zwischen den Grenzen NL/BE/FR und DE gestartet [42]. In diesem Zusammenhang sollen die täglichen Prognosedaten im *Day-Ahead-Congestion-Forecast*-(DACF)-Verfahren [43] (momentan wird bereits der komplette Datensatz für einen Zeitpunkt am Tag innerhalb der UCTE ausgetauscht) zwischen den einzelnen ÜNB ausgetauscht werden. Dies erfolgt beispielsweise zwischen den Grenzen NL/BE/FR/ES/IT [42]. Das hier entwickelte, auf der hierarchischen Optimierung basierende, Verfahren besitzt den Vorteil, ohne diesen sehr aufwen-

[1] Siehe Anhang wichtige Internetseiten

digen Datenaustausch auszukommen und löst parallel auch NE innerhalb einer Regelzone. Dabei verfügt der ÜNB über die größtmögliche Freiheit und es gibt keine zentralkoordinierende Stelle, die Einfluss nehmen kann. Um den Handel zwischen den Ländern innerhalb der EU voranzutreiben, will die EU die transeuropäischen Netze (Programm TEN-E) ausbauen. Hierdurch sollen permanente NE und somit auch Marktbeschränkungen aufgehoben werden, sodass ein europäischer Strommarkt entsteht. Aus diesem Grunde hat die EU eine Vereinbarung hinsichtlich der Richtlinien über neue Infrastrukturen beschlossen [44] und will die Schaffung von neuen grenzüberschreitenden Verbindungen in Gegenden mit permanenten oder häufig auftretenden NE zukünftig stärker kofinanzieren [45];[46]. Tabelle 2.2 zeigt den Status der NEMS zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten zum Stand September 2002 mit der Häufigkeit des Auftretens von NE und den jeweiligen NEMS.

Tabelle 2.2: Status des NEM innerhalb der EU (Teilausschnitt aus Tabelle in [45])

Land 1	Land 2	Kapazität ETSO Winter 01/02 in MW	NEM-Methode	Durchführung j=jährlich, m=monatlich, w=wöchentlich, t=täglich	*Redispatch*	*Use-it-or-loose-it*	Häufigkeit
CH	IT	28002	Pro rata/Vorbehalt	j,t		Nein	immer
FR	IT	26002	Pro rata	j,t	X	Ja	immer
AT	IT	220	First come-first serve	t		Nein	immer
DE	NL	2800	Auktion	j,m,t		Ja	häufig
FR	BE	2200	First come-fs/Pro rata	m,t		Ja	häufig
FR	UK	2000	Auktion	3j,j,t		Ja	häufig
DK	DE	1200	Auktion	j,m,t	X	Ja	häufig
FR	ES	1100	First come-fs/Pro rata	t	X	Ja	häufig
DK	NO	950	Market splitting	t		n.a.	häufig
DK	DE	550	Vorbehalt/Auktion	m,t		Ja	häufig
SE	DE	460	Vorbehalt/Fester Preis	t		Ja	häufig
UK	IE	120	Auktion	j,t		Ja	häufig
FR	DE	2850	First come-first serve	t	X	Ja	zeitweise
NO	SE	2400	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
SE	NO	2400	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
SE	FI	2050	Market splitting	t	X	n.a.	zeitweise
DK	SE	1700	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
FI	SE	1650	Market splitting	t	X	n.a.	zeitweise
SE	DK	1300	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
NO	DK	1000	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
ES	PT	850	Pro rata	t	X	n.a.	zeitweise
DE	DK	800	Auktion	j,m,t	X	Ja	zeitweise
PT	ES	725	Pro rata	t	X	n.a.	zeitweise
DK	SE	610	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
SE	DK	580	Market splitting	t		n.a.	zeitweise
DE	DK	550	Vorbehalt/Auktion	m,t		Ja	zeitweise
DE	SE	370	Vorbehalt	t		Ja	zeitweise
FR	CH	3000	First come-first serve	t		Ja	selten
UK	FR	2000	Auktion	3j,j,t		Ja	selten
BE	NL	1700	Auktion	j,m,t		Ja	selten
NL	BE	1700	Auktion	j,m,t		Ja	selten
NL	DE	1350	Auktion	j,m,t		Ja	selten
ES	FR	1000	First come-fs/Pro rata	t		Nein	selten

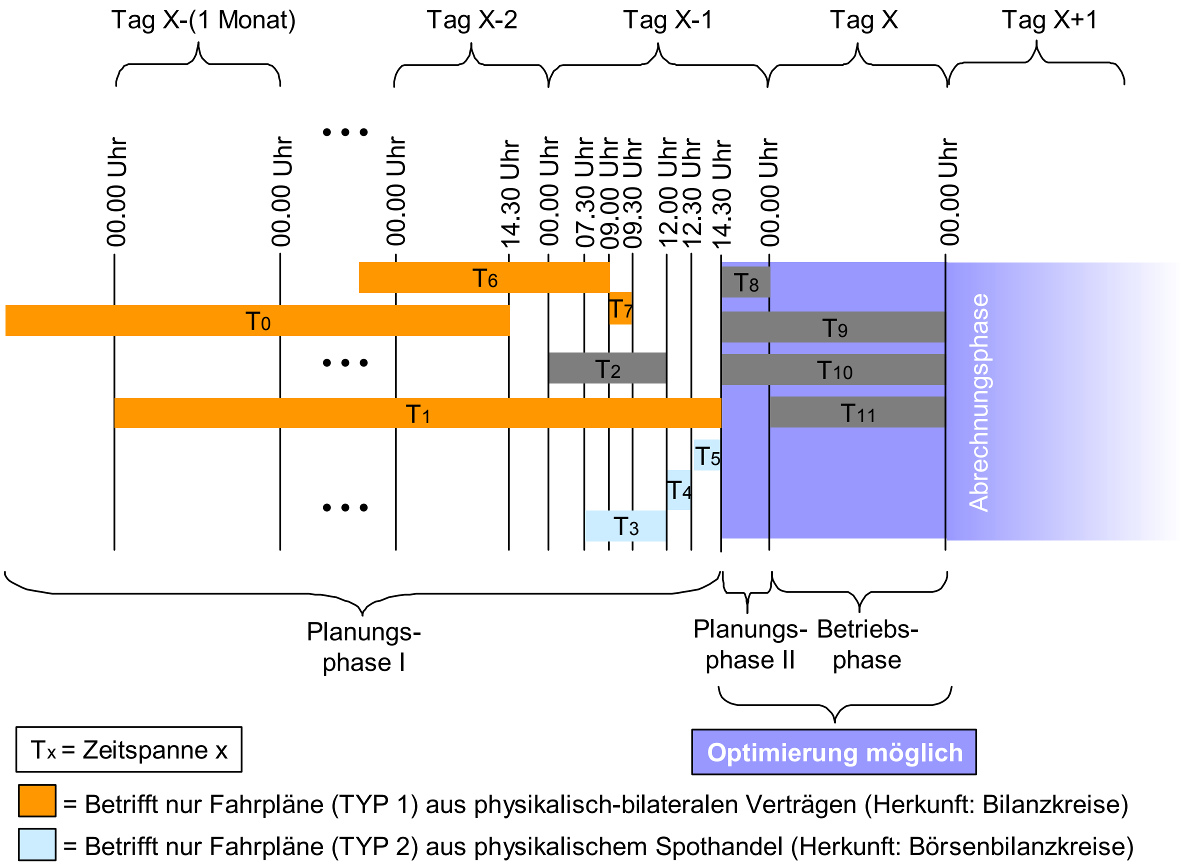
2.2.3.2 Marktmodell Deutschland

In diesem Kapitel werden die Vorgänge des NEM in Deutschland anhand des zeitlichen Verlaufs des Handels erläutert. Es werden die Grundzüge des Marktes vorgestellt und auf das NEM fokussiert.

Der diskriminierungsfreie verhandelte Netzzugang (*Negotiated Third Party Access* - NTPA) wurde in Deutschland als Regelzugang zum Netz eingeführt [47]. Hierbei werden bilaterale Energielieferverträge auf Basis des bilateralen Marktmodells (s. Kapitel 2.2.2.2) ausgehandelt. Als Besonderheit gegenüber anderen Ländern setzte der Gesetzgeber bisher auf die Selbstregulierung des Marktes, die erst vor kurzem zu Gunsten der Einführung einer Regulierungsbehörde aufgegeben wurde. Deshalb wurden eine Reihe von Vereinbarungen und Regeln zwischen den Vertragsparteien festgelegt. Die Vereinbarung für die Regelung der wirtschaftlichen Seite des deutschen Strommarktes ist die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung" (VV II plus) [48], die auch den Netzzugang regelt [49],[50]. Die technische Seite des deutschen Strommarktes wird durch den TransmissionCode [51],[52], DistributionCode [53] und MeteringCode [54] geregelt. Mit dem GridCode2000 ist zum ersten Mal in Deutschland ein Rahmen für ein NEMS vorgestellt worden. In diesem Zusammenhang wird die Wahl des zu benutzenden Verfahrens den einzelnen ÜNB überlassen. Zur Zeit werden NEMS nur an den Grenzen zum Ausland angewandt. Dabei kommen nur rein wirtschaftliche und auf einer Punktnetz-Betrachtung basierende Verfahren zur Anwendung (s. Tabelle 2.2): Pro-Rata, *First-Come-First-Serve*, Auktion sowie theoretisch innerhalb Deutschlands *Market-Splitting*.

Durch die Einführung von Bilanzkreisen (BK) und möglichen dazu zugeordneten Subbilanzkreisen existiert die Möglichkeit, die Abweichungen von Fahrplänen einzelner Netznutzer gemeinsam zu saldieren. Jeder Netznutzer wird einem BK zugeordnet und kann zu weiteren BK vertragliche Beziehungen eingehen, muss aber in diesem Falle für Saldierungszwecke die Lastfahrpläne offen legen. Alle BK müssen einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugeordnet sein, der in kommerzieller und administrativer Hinsicht für den Ausgleich der Leistungsbilanz sowie das Fahrplanmanagement verantwortlich ist. Der ÜNB muss das Gesamtsaldo aller Bilanzabweichungen ausgleichen. Dies geschieht vor allem über den Einsatz von Regelleistung aus vertraglich verpflichteten KW.

Den zeitlichen Ablauf des Handels und die Ereignisse, die im Rahmen des NEM eine Rolle spielen, illustriert Bild 2.8.



T_0: Zeitraum der Möglichkeit der Veröffentlichung von im Voraus bekannten NE durch ÜNB. Fahrpläne über NE-Stellen werden genehmigungspflichtig
T_1: Möglicher Anmeldezeitraum der Fahrpläne
T_2: Zur Erbringung von Systemdienstleistungen vertraglich verpflichtete KW-Betreiber teilen ihre Erzeugungseinheiten mit, aus denen sie ihre Leistungen bereitstellen
T_3: Handelszeitraum[2] zwischen Vorhandel und Schlussauktion an der *EEX*
T_4: Der Marktpreis wird an der Börse gebildet und es kann ein *Market-Splitting* als NEMS durchgeführt werden, wenn der Börse die Kapazitätsdaten vom ÜNB zwischen den Regelzonen innerhalb Deutschlands bekannt sind.
T_5: Abwicklungs- und Abschlusszeitraum der Handelstätigkeit: Anmeldezeitraum für Fahrpläne bei den ÜNB und jeweiligen BKV
T_6: Angebotsabgabe der tägliche Auktion ab sieben Tage vor der Auktion der *TSO Auction BV*
T_7: Preisfeststellung und Veröffentlichung der täglichen Auktion der *TSO Auction BV*
T_8: Fahrplanabgabe abgeschlossen. ÜNB kann Schaltmaßnahmen, Trafostufungen sowie das Abrufen von Systemdienstleistungen zur Beseitigung eines möglichen NE planen.
T_9: BKV kann mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten bei Ausfall einer Erzeugungseinheit (Netto-Engpassleistung≥5MW) den Fahrplan für die Abrechnung noch einmal ändern.
T_{10}: BKV kann mit einer Vorlaufzeit von 60 Minuten bei einer unvorhersehbaren Lastreduktion (> 5MW) den Fahrplan für die Abrechnung noch ändern.
T_{11}: Mögliche Inanspruchnahme von Systemdienstleistungen durch den ÜNB zu Regelungs-/Bilanzausgleichszwecken und zur Behebung von Störungen (NE etc.)

Bild 2.8: Zeitlicher Ablauf des Handels in Deutschland im Hinblick auf das NEM

[2] An jedem Werktag für den Folgetag; Vor einem Wochenende oder Feiertag bis zum nächsten Werktag

Die Darstellung zeigt hauptsächlich den Vorgang der Anmeldung und Durchführung von Fahrplänen im Zusammenhang mit einem NEM in Deutschland. Dieser Vorgang umfasst inklusive aller Phasen einen Zeitraum von deutlich über einem Monat.

Es gibt in Deutschland zwei Arten von Fahrplänen, die Bilanzkreisfahrpläne (Typ 1) und die Börsenbilanzkreisfahrpläne (Typ 2), mit denen auf unterschiedliche Weise umgegangen wird. Der Fahrplan Typ 1 stammt aus physikalisch-bilateralen Verträgen, die hauptsächlich langfristig zwischen Händler und Kunden geschlossen werden. Diese Energielieferungen werden daher nicht an der Börse gehandelt.

Die Fahrpläne vom Typ 2 rühren vom Börsenhandel her und werden vom Börsenbilanzkreis eingereicht. Der Spotmarkt ist ein physikalischer Markt. An diesem Spotmarkt wird nicht nur zu jeder Viertelstunde ein Marktpreis ermittelt, sondern es werden auch die finanziell-bilateralen Verträge, die als Sicherungsgeschäfte dienen, geschlossen. Diese Sicherungsgeschäfte werden am Stichtag am physikalischen Spotmarkt erfüllt. Für die Betrachtung des NEM reicht es aus, nur den physikalischen Spotmarkt zu betrachten.

Entsprechend Bild 2.8, geht der Betriebsphase, d.h. der Phase für die durch ein optimales Management NE vermieden werden sollen, eine weitere durch rechtzeitige Planung und Koordination charakterisierte Phase voraus, die für ein erfolgreiches NEM unerlässlich ist. Diese sog. Planungsphase wird nachfolgend in zwei Abschnitte (Planungsphase I und Planungsphase II) unterteilt.

2.2.3.2.1 Planungsphase I

Die Planungsphase I beginnt beliebig früh vor dem Tag X (dem Tag, für den die Fahrpläne gelten sollen und für den die Fahrpläne zur NE-Vermeidung optimiert werden), nämlich zu dem Zeitpunkt, an dem der erste NE veröffentlicht wird, jedoch spätestens einen Monat vor dem Tag X, dem frühesten Zeitpunkt, zu dem die Händler einen Fahrplan einreichen können. Sie endet auf alle Fälle um 14.30 Uhr am Vortag des Tages X.

Diese erste Planungsphase ist vom Handel und dem sich daraus ergebenden Kommunikationsbedarf zwischen dem ÜNB und dem BKV gekennzeichnet. Der ÜNB hat bis 14.30 Uhr am **Tag (X-2)**, also bis 24 Stunden vor Ablauf des Anmeldezeitraums der Fahrpläne, Zeit, um einen NE anzumelden. Die Meldung eines solchen NE hat Konsequenzen für die Anmeldung von Fahrplänen von Seiten der Händler. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, zwischen den Fahrplänen vom Typ 1 und vom Typ 2 zu unterscheiden. Zwar müssen sowohl die Fahrpläne vom Typ 1 als auch vom Typ 2 angemeldet werden, sind jedoch nicht mehr genehmigungspflichtig. Eine Ausnahmesituation besteht jedoch für Typ1, – Fahrpläne vom Typ 2 sind nie genehmigungspflichtig - falls der ÜNB einen NE veröffentlicht hat. Jetzt werden die Fahrpläne des Typs 1, die den NE beeinflussen können, genehmigungspflichtig.

Die ÜNB sind verpflichtet, ihre NE zu veröffentlichen. In diesem Zusammenhang müssen folgende Informationen veröffentlicht werden[52]:

- Übertragungsrichtung, in welcher der NE auftritt
- Prognostizierte Dauer
- Methode des NEM zur diskriminierungsfreien Aufteilung der verbleibenden Kapazität (s. Kapitel 2.2.2.3)
- Anmelde- und Genehmigungsfristen für Fahrpläne, die diesen NE betreffen
- Übertragungsfähigkeit der entsprechenden Schnittstelle
- Ggf. Pläne zur Beseitigung des NE

Fahrpläne vom Typ 1 müssen bei Veröffentlichung eines NE spätestens zum Ende der Genehmigungsfrist eingereicht und entsprechend dem Genehmigungsverfahren (NEMS) mit Begründung abgelehnt oder angenommen werden.

Fahrplananmeldung (Typ 1)

Die nachfolgend beschriebenen Regelungen gelten nur für die Fahrpläne vom Typ I, die nicht von einem NE betroffen sind. Die Bilanzkeisverantwortlichen (BKV) haben das Recht, Fahrpläne bis zu einem Monat im Voraus einzureichen. Spätestens um 14.30 Uhr am Vortag der Lieferung ist der Fahrplan, bis auf Ausnahmefälle, für die Abrechnung sowohl für den ÜNB als auch den BKV bindend. Der Fahrplan muss jeweils als 15-Minuten-Leistungsmittelwert für die gesamten 24 Stunden des Folgetages eingereicht werden.

Folgende Fahrpläne/Daten müssen von den jeweiligen Marktteilnehmern beim ÜNB eingereicht werden:

BKV:

- Summenaustauschfahrpläne mit anderen BKV zugeordneten BK innerhalb der eigenen Regelzone
- Summenaustauschfahrpläne mit BK, die einem gleichlautenden BKV in einer anderen Regelzone zugeordnet sind

- Bezugsfahrpläne aus KW und Lieferfahrpläne aus Entnahmestellen, die einen offenen Vertrag mit einem anderen BKV haben
- Zusätzlich zu den Fahrplänen muss der BKV noch die Entnahme- und Einspeisestellen übermitteln.

KW-Betreiber für alle KW mit einer Netto-Engpassleistung[3] > 100 MW :

- Einspeisefahrpläne der KW
- Für alle KW, die mehrere BKV beliefern, den zeitlichen Verlauf der Aufteilungsfaktoren

Kunde:

- Für alle Entnahmen, die aus anderen BK geliefert werden, alle einzelnen Lieferfahrpläne

Verteilnetzbetreiber (VNB):

- Bei Kunden, die Lieferungen aus anderen BK erhalten: Nennung des BK, bei dem der Kunde einen offenen Vertrag hat.

In der Regelzone der *Vattenfall Europe* muss aufgrund der Braunkohleschutzklausel außerdem auch die Art und Herkunft der gelieferten Energie vom BKV übermittelt werden. Für Fahrpläne gegenüber dem Ausland gelten ETSO- und UCTE-Vereinbarungen. Sie können jeweils nur bei dem ÜNB angemeldet werden, der eine direkte physikalische Kupplung zum ausländischen ÜNB betreibt. Außerdem muss der Fahrplan mit jeweils vier identischen 15-Minuten-Leistungsmittelwerten angegeben werden.

<u>Fahrplananmeldung (Typ 2)</u>

Börsenbilanzkreisfahrpläne (Typ 2) müssen ebenfalls bis 14.30 Uhr des Vortages eingereicht werden und sind ohne Ausnahme bindend für die Abrechnung. Börsenbilanzkreisfahrpläne sind die Fahrpläne, die sich durch den physikalischen Spotmarkt an der Börse ergeben. Daher können diese Fahrpläne frühestens nach Börsenschluss eingereicht werden. Der Ablauf an der Börse wird hier am Beispiel der *European Energy Exchange* (EEX) geschildert, die zumindest theoretisch das *Market-Splitting*-Verfahren implementiert hat (s. Kapitel 2.2.2.3). Wenn ein NE an den Kuppelstellen zwischen den Regelzonen innerhalb Deutschlands vorliegt und

---

[3] Definition s. [52]

die noch verbleibenden Kapazitäten von den ÜNB der Börse gemeldet worden sind, kann das *Market-Splitting* durchgeführt werden. Die Börsenfahrpläne dürfen im Nachhinein nicht verändert werden, da sonst der ganze Börsentag annulliert werden müsste. Deshalb wurde auch im TransmissonCode festgelegt, dass den Börsen bei Diskrepanzen in der Fahrplankonsistenz der Vorrang gewährt wird. Selbst wenn in der Betriebsphase vom ÜNB eine Umverteilung der Einspeisungen (bedingt auch der Lasten) durchgeführt werden muss, gilt für die Abrechnung der Börsenfahrplan.

Systemdienstleistungen

Der ÜNB ist zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primär- bzw. Sekundärregelleistung sowie von einer Minutenreserve zur Frequenzhaltung verpflichtet. Gleichermaßen ist er für die Qualität des Netzes, d. h. Spannungshaltung und Stabilität, verantwortlich. Jede Erzeugungseinheit mit einer Nennleistung[4] größer 100 MW muss primärregelfähig sein. Hingegen geschieht die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf freiwilliger Basis. Die Regelenergie wird derzeit an eigens gebildeten Märkten der jeweiligen Regelzone gehandelt [55]. Da auch zonenübergreifend Regelenergie eingekauft werden kann, vermindert sich die übertragbare Kapazität für den Handel und kann somit die Gefahr eines zonenübergreifenden NE steigen. Innerhalb dieses Regelenergiemarktes wäre es auch möglich, einen eigenen NE-Markt anzugliedern oder die Minutenreserve dazu zu nutzten, eine Optimierung als NEMS in der Planungsphase II oder in der Betriebsphase durchzuführen.

Im Rahmen der Spannungs-Blindleistungsregelung werden die Blindleistungsflüsse über die Längsinduktivitäten reduziert und somit die Wirkleistungsverluste verkleinert. Zur Deckung der Wirkleistungsverluste schließt der ÜNB bilaterale Verträge ab.

Die in den folgenden Kapiteln beschriebene, kombinierte Wirk- und Blindleistungsoptimierung mit dem Ziel der NE-Behebung besitzt den großen Vorteil, dass die Verlustminimierung integriert ist und insofern ein geringerer auf Angeboten basierender Wirkleistungs-*Redispatch* durchgeführt werden muss als bei einer rein linerarisierten Betrachtung (s. Kapitel 3).

Bilanzabweichungen

Stellt der ÜNB schon im Vorfeld größere negative Bilanzabweichungen fest, ist es kostengünstiger Energie einzukaufen, als den Bilanzfehler später über die Regelleistung zu korrigieren [56]. Ebenso im umgekehrten Fall, wenn die Bilanzabweichung zu seinen Gunsten aus-

---

[4] Definition s. [52]

fällt. Dann muss der ÜNB weniger Leistung zur Verlustdeckung einkaufen oder kann sie als zusätzliches Optimierungspotenzial zur NE-Behebung einsetzen.

2.2.3.2.2 Planungsphase II und Betriebsphase

Die zweite Planungsphase beginnt um 14.30 Uhr am Vortag, wenn der eigentliche Handel abgeschlossen ist und alle Fahrpläne angemeldet sind. Sie endet um 24.00 Uhr des Vortages mit dem Beginn der Betriebsphase des eigentlichen Tages X. Diese Planungsphase II wird im Wesentlichen vom ÜNB bestimmt. Er kann jetzt die Fahrpläne auf Plausibilität prüfen und den nächsten Tag planen. Die Liste der möglichen Maßnahmen, die dem ÜNB ab diesem Zeitpunkt zur Verhinderung eines NE zur Verfügung stehen, umfasst die folgenden Punkte:

- Schaltmaßnahmen
- Trafostufungen, Nutzung von Kompensationseinrichtungen
- Abrufen der Systemdienstleistungen
- Anfordern von Leistung aus vertraglich verpflichteten KW (z.B. zur Verlustdeckung)

Dem ÜNB stehen damit eine Reihe von Maßnahmen zur Gewährleistung eines (n-1)-sicheren Netzbetriebs zur Verfügung. Bei Fahrplänen des Typ 1 ist es in dieser Planungsphase ebenso wie in der Betriebsphase unter bestimmten Bedingungen möglich, dass der BKV noch Fahrplanänderungen mit einer späteren Nachweispflicht durchführen kann. Diese Bedingungen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 2.3: Fahrplanänderungen [52]

Ereignis	**Vorlaufzeit**	**Änderung**
Ausfall einer Erzeugungseinheit (Netto-Engpassleistung ≥5MW) innerhalb Deutschlands	15 Minuten	In 15 Minuten
Unvorhersehbare Lastreduktion > 5 MW	60 Minuten	In 60 Minuten
Ausfall einer Erzeugungseinheit (Netto-Engpassleistung ≥ 5MW) zum Ausland	15 Minuten	In 60 Minuten zur vollen Stunde

Die Möglichkeit der Fahrplanänderung ist für die Abrechnung wichtig, da eine Toleranzbandverletzung sehr teuer ist und somit die Fahrpläne an eine neue unvorhergesehene Situation angeglichen werden können. Der Fahrplan mit Toleranzband ab 14.30 Uhr bleibt ansonsten Abrechnungsbasis für die Netznutzer, auch wenn der ÜNB diese Fahrpläne verändern muss.

In der Planungsphase II ist das korrektive NEM angesiedelt, das auf Basis einer Optimierung durchgeführt werden kann, d.h. in diesem Zeitraum können KW darüber informiert werden, dass es zur Fahrplanänderung seitens der ÜNB kommt. In der Betriebsphase kann der ÜNB die Systemdienstleistungen, Regelungsanforderungen und Dienstleistungen zur Behebung von Störungen (reagierende NEM) direkt abrufen. Wurde nach einer Störung wieder ein stationärer Betriebszustand erreicht, kann der ÜNB erneut eine Netzoptimierung durchführen. Das hier entwickelte NEM-Verfahren kann damit sowohl in der Betriebsphase als auch innerhalb der Planungsphase II eingesetzt werden.

2.2.3.2.3 Abrechnungsphase

In der Abrechnungsphase werden lediglich finanzielle Transaktionen durchgeführt. So werden dem ÜNB die in Deutschland innerhalb einer Netzebene standortunabhängigen Kosten der Netznutzung ebenso bezahlt wie die Gebühr für die Abweichung von Toleranzbändern und die Kosten zur NE-Beseitigung innerhalb einer Regelzone, die aber in Deutschland zur Zeit solidarisiert in das Netznutzungsentgelt eingerechnet werden. Bei der Abrechnung von Bilanzabweichungen wird zwischen Abweichungen innerhalb und außerhalb des Toleranzbandes unterschieden [48]. Sollte eine Auktion zwischen den Regelzonen zur NE-Beseitigung durchgeführt worden sein, so muss der Betrag für die Übertragungsrechte seitens der Netznutzer gezahlt werden. Der ÜNB muss andererseits den Einsatz von KW vergüten. Innerhalb dieser Phase läuft das hier in die hierarchische Optimierung integrierte Abrechnungsmodell (s. Kapitel 4) ab.

2.3 Resultierender Handlungsbedarf

Die existierenden NEMS basieren in der Praxis auf rein wirtschaftlichen Betrachtungsweisen. In der Zukunft benötigen Verfahren jedoch die verstärkte Berücksichtigung der technischen Randbedingungen. Bisherige Entwürfe solcher Verfahren mit der Berücksichtigung von technischen Randbedingungen basieren lediglich auf vereinfachten linearisierten Modellen. Da der Scheinleistungsfluss sowie der Spannungsbetrag die begrenzenden Komponenten für die (n-1)-Sicherheit darstellen, kann eine nur linearisierte Betrachtung der technischen Randbedingungen nicht ausreichen, um das reale Optimum zu erreichen. Diese Betrachtungsweise würde den Spannungsbetrag ganz vernachlässigen und nur den Wirkanteil des Leistungsflusses berücksichtigen. Es ist zu erwarten, dass mit dem hier entwickelten, auf einem vollständigen AC-OPF basierenden, Optimierungsverfahren die NE-Kosten weiter reduziert werden können. Auch kann durch den Einsatz von LFRB innerhalb dieses Verfahrens noch zusätzliches Optimierungspotenzial gefunden werden. Die Kosten für den zusätzlichen Einbau der benötigten Komponenten können über das im NEMS integrierte Abrechnungsverfahren verursachergerecht umverteilt werden.

Wie bereits erwähnt, sind die bestehenden Übertragungsnetze aufgrund der historischen Ausprägung nicht auf einen ständigen großen Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen ausgelegt. Infolgedessen existiert gerade dort eine durch den Handel verursachte hohe NE-Gefahr, welche jedoch aus technischer Sicht nur koordiniert gelöst werden kann. Die Durchführung einer globalen Optimierung mit der Notwendigkeit des Austausches der Netzdaten ist von den ÜNB nicht gewünscht, da die Netzhoheit jedes ÜNB, trotz Beibehalten seiner Systemverantwortung, an eine zentrale Stelle abgegeben werden müsste. Deshalb ist es nicht möglich, eine globale Optimierung über alle Regelzonen mit dem Ziel der Behebung der NE kostenoptimal durchzuführen.

Beim hier entwickelten verteilten Verfahren, auf Basis der hierarchischen Optimierung, kommen die ÜNB ohne Weitergabe ihrer Netzdaten zum kostenoptimalen Ergebnis. Es besitzt für den ÜNB den großen Vorteil, dass er die Optimierung selbst durchführen und dementsprechend Randbedingungen selbst vorgeben und somit seiner Systemverantwortung gerecht werden kann. Es muss einzig eine koordinierende Stelle, der nur die aktuellen Daten der Kuppelleitungen bei jedem Iterationsschritt bekannt sind, geschaffen werden.

Ein weiterer, bei der Entwicklung eines zonenübergreifenden NEMS zu berücksichtigender, Punkt ist, dass in einigen Märkten (s. Deutschland) nicht ohne weiteres auf KW zur Beseitigung eines NE zugegriffen werden kann. Deshalb stehen entweder nur die KW zur Verfügung, die schon anderweitig vom ÜNB verpflichtet wurden oder es müsste ein spezieller Angebotsmarkt geschaffen werden.

3 Formulierung des mathematischen und physikalischen Systemmodells

Um die NE-Gefahren möglichst frühzeitig kostenminimal zu beheben, wird hier ein neues verursachergerechtes Verfahren zur Lösung des NE vorgestellt. Zunächst wird zur Orientierung und Einleitung ein Kurzüberblick über das entwickelte Verfahren gegeben. Vor der Erläuterung der elektrotechnischen Umsetzung wird, soweit es zum Gesamtverständnis erforderlich ist, auf die mathematische Theorie eingegangen. Zum Abschluss des Kapitels werden die mögliche informationstechnische Realisierung sowie ein auf das Verfahren angepasstes Visualisierungskonzept angesprochen.

3.1 Kurzüberblick über das Verfahren

Die Grundidee des hier entwickelten Verfahrens basiert auf der Anwendung der hierarchischen Optimierung auf die NE-Problematik. Der Hauptvorteil der hierarchischen Optimierung besteht darin, dass ohne Kenntnis der Daten anderer ÜNB und ohne Verlust der Netzhoheit für den jeweiligen ÜNB das globale Optimum hinsichtlich der kostenoptimalen Lösung des NE erreicht wird. In Bild 3.1 ist das Grundschema des Optimierungsansatzes dargestellt.

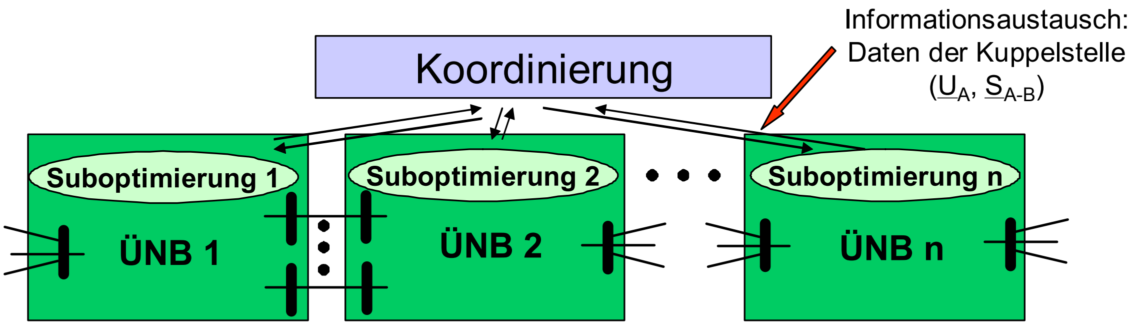


Bild 3.1: Schema der hierarchischen Optimierung

Jeder ÜNB löst sein eigenes Suboptimierungsproblem, d.h er führt eine Optimierung zur Erzielung eines kostenoptimalen und NE-freien Netzbetriebs in seiner Regelzone mit seinen Netzdaten und den ihm zur Verfügung stehenden KW unter Berücksichtigung der von ihm vorgegebenen Randbedingungen durch. Im Anschluss an die Lösung des Subproblems werden nur die aktuellen Daten auf den Kuppelleitungen an eine Koordinierungsstelle gesandt. Die Koordinierungsstelle kennt ausschließlich die im Iterationsverlauf aktuellen Daten aller Kuppelleitungen. Hinter dem Begriff der Koordinierungsstelle verbirgt sich lediglich ein Computer, der mit Hilfe der im Iterationsverlauf aktualisierten Daten der Kuppelleitungen die für die Optimierung notwendigen Lagrange-Faktoren der Kuppelleitungen aktualisiert und diese aktualisierten Lagrange-Faktoren für den nächsten Iterationsschritt wieder an die entsprechenden Suboptimierungen weitergibt. Dabei ist keine Manipulation möglich. Dieser iterative Prozess läuft solange bis eine Konvergenzschranke bzgl. der Übereinstimmung der Daten der Kuppelleitungen aller Suboptimierungen erreicht und damit ein globales Optimum für diesen Zeitpunkt bestimmt wird. Somit ist der Betriebszustand gefunden, bei dem in Summe für alle Beteiligten die geringsten Kosten zur NE-Behebung auftreten und bei dem somit das volkswirtschaftlich sinnvolle Optimum ereicht wurde.

3.2 Einordnung in Bezug zu anderen Verfahrensansätzen

Aus dem breit gefächerten Thema NEM werden im Folgenden auf der Optimierung basierende Ansätze - insbesondere die Verfahren, die auf einem Lagrange-Relaxations-Dekompositions-Ansatz beruhen - betrachtet, um das hier neu entwickelte Verfahren abzugrenzen und einzuordnen.

In Deutschland wurde in [57] zum ersten Mal von einer optimierungsbasierten Lösung des NE-Problems im liberalisierten Markt gesprochen. Dabei wird allerdings lediglich von einem linearisierten Netzmodell ausgegangen.

In [58] wird mit Evolutionsstrategien als Optimierungsmethode und auf einem nichtlinearen Modell basierend ein operatives NEM durchgeführt. Dabei ist insbesondere die auf der Basis von Evolutionsstrategien leichter zu implementierende für den ÜNB quasi-kostenfreie Topologieoptimierung zu erwähnen. Es wäre zunächst möglich, dass jeder ÜNB auf Basis dieser Topologieoptimierung den optimalen Schaltzustand des Netzes bzgl. der Leistungflusssteuerung herstellt und erst im Anschluss daran das hier entwickelte Verfahren angewandt wird.

In beiden oben erwähnten Ansätzen wurden weitestgehend nur zoneninterne NE untersucht. Zonenübergreifende NE werden, wenn überhaupt, nur am Rande über Ersatznetzdarstellungen betrachtet. Dies führt aber automatisch zu Schwierigkeiten bzgl. Datenaustausch und Aktualität des Ersatznetzes sowie bzgl. der Netzhoheit der ÜNB. Außerdem ist es problematisch, dass gerade die Bereiche im Netz - Kuppelstellen - ersatzmodelliert werden, bei denen NE meistens auftreten. Auch wird auf die Frage der Verteilung der dem ÜNB entstehenden Kosten auf die Netznutzer nicht eingegangen.

In [59] wurde über das *Extended-Ward*-Verfahren der grenzüberschreitende Stromhandel in eine Netzzustandsvorschau integriert, sodass erkennbar ist, wann NE-Situationen auftreten können. Dies stellt eine Vorarbeit dar, auf der ein NEM aufgebaut werden könnte, ist allerdings selbst kein vollständiges NEM und ist sehr stark von der zukünftigen Prognostizierbarkeit des Handels abhängig.

Das beim Pool-Modell zumeist verwendete Verfahren der knotenspezifischen Preise [60] wurde in [35] näher untersucht und auf den grenzüberschreitenden Handel bilateral-orientierter Märkte angewandt. Diese Übertragung gestaltet sich aber schwierig, da in bilateral-orientierten Märkten dem ÜNB die für die Durchführung des Verfahrens notwendigen Marktinformationen nicht zur Verfügung stehen. Die Möglichkeiten der Zuteilung - und auch Abrechnung- basierend auf den knotenspezifischen Preisen können ebenfalls in [35] nachgelesen werden. Es steht zu erwarten, dass in bilateral-orientierten Märkten die Akzeptanz des Marktes bzgl. der knotenspezifischen Preise nicht sehr groß ist, da die Transparenz oder Nachvollziehbarkeit des Verfahrens für die einzelnen Marktteilnehmer nur begrenzt gegeben ist.

In [61] wird auf Basis der Lagrange Relaxation ein Dekompositionsansatz für einen OPF durchgeführt, der mathematisch gesehen der reinen Zielkoordinierung in [63] entspricht. Später wurde ein Dekompositionsansatz mit einem OPF [62] durchgeführt, der weitestgehend der Modellkoordinierung in [63] entspricht.

Erweiterte Dekompositionsansätze basierend auf dem *Augmented Lagrangian* Verfahren, die auch in dieser Arbeit verwendet werden, sind das Verfahren *Auxiliary Problem Principle* (APP) [64] sowie das Verfahren *Alternating Direct Method of Multipliers* (ADM) [65].

Das Verfahren APP mit einem OPF wurde das erste Mal in [66] betrachtet. Zu diesem Zeitpunkt wurde es allerdings noch nicht auf den liberalisierten Strommarkt angewandt. Dies erfolgt später in [67],[68]. Aber auch dort gehen die Zielfunktionen von den quadratischen Kostenkurven der KW aus - die im bilateral-orientierten liberalisierten Markt jedoch für die ÜNB nicht zur Verfügung stehen - und nicht von Angeboten, die zu einer stückweise linearen Zielfunktion und somit zu einer nicht stetig differenzierbaren Zielfunktion führen. Auch berücksichtigen die bisherigen Ansätze keinen *Redispatch,* d.h. sie führen keine Umverteilung der Stromerzeugung einzelner KW als Ergebnis der Optimierung durch, um damit potenzieller NE-Situationen zu verhindern [69],[70] sondern sie gehen von einer Gesamtoptimierung, wie sie eigentlich nur noch im Poolmodell durchgeführt werden kann, aus.

Das Verfahren ADM wurde bei [71],[72] auch schon im Kontext des NEM angewandt. Der OPF wird auf Basis der linearen Optimierung mit einer iterativ gekoppelten Q-U- und P-δ Optimierung durchgeführt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein neu entwickelter erstmalig nichtlinearer Ansatz unter Verwendung der SQP für die hierarchische Optimierung genutzt. Der nichtlineare weist gegenüber dem linearen Ansatz den Vorteil auf, dass zum einen die Relation zwischen Wirk- und Blindleistung korrekt wiedergegeben wird. Zum anderen ist der nichtlineare Ansatz im Gegensatz zum linearen Ansatz auch für Netze geeignet, in denen vor allem Spannungsprobleme bei Vorliegen eines NE auftreten.

Der hier weiterentwickelte Ansatz unterscheidet sich von den bisherigen Verfahren neben der Art der Kopplung, Wahl des Suboptimierungsverfahren und der Koordination im Wesentlichen auch dadurch, dass zur Verbesserung der Konvergenz eine Aktualisierung der Gewichtungsfaktoren der Kopplung durchgeführt wird. Des Weiteren wird die Kopplung durch elektrotechnische Überlegungen stark vereinfacht. Auch berücksichtigen alle bisherigen Verfahren noch keine Integration von FACTS-Geräten, die in dem hier gewählten Ansatz berücksichtigt werden. Außerdem werden in den bereits vorhandenen Ansätzen die Erfordernisse des bilateral-orientierten Marktes nicht ausreichend berücksichtigt. Sie eignen sich daher lediglich zum Einsatz im Poolmodell, in dem der Zugriff auf die Kraftwerke wesentlich einfacher durchführbar ist.

Ein sich von den anderen Verfahren unterscheidender Ansatz wurde in [73] mit dem Lagrange-Relaxations-Dekompositionsansatz im Zusammenhang mit einem NEMS gewählt. Hauptnachteil dieses Ansatzes ist allerdings, dass alle Informationen über die Subprobleme veröffentlicht werden müssen, sodass dieses Verfahren auf mangelnde Akzeptanz der ÜNB stoßen wird. Dies und weitere Nachteile des Verfahrens sind in [74] beschrieben.

3.3 Mathematischer Hintergrund des Verfahrens

In diesem Kapitel werden die grundlegenden mathematischen Zusammenhänge des Verfahrens erläutert. Auf komplexe Beweisführungen wurde zugunsten einer Verständnis fördernden Kompaktheit der Darstellung verzichtet. Bzgl. der SQP, ein mathematisches Standardverfahren, das hier in der Suboptimierung Verwendung findet, wird für die Erläuterung mathematischen Zusammenhänge auf [75],[76] sowie deutschsprachig auf [77] und hinsichtlich der Anwendung in der Elektrotechnik auf [62] verwiesen. Literatur zu den hier angewandten, aber mathematisch nicht näher erläuterten, Bedingungen und Verfahren wie Lagrange Relaxation, Sattelpunktbedingung und der damit zusammenhängenden Lösung des *Primal-Dual Problems* sowie dem Subgradientenverfahren (Russische Subgradientenmethode/ Polyak-II) als Lösungsverfahren des *Primal-Dual Problems* wird auf [78],[79],[80],[81] mit den zugehörigen

Quellenangaben verwiesen. Im Folgenden wird aus anwendungsorientierter Sichtweise auf die beiden eingesetzten Algorithmen APP und ADM mathematisch hingeführt.

Es wird von einem konvexen Optimierungsproblem der Form (3.1) ausgegangen.

$$\begin{aligned} &\min f(\mathbf{x}) \\ &\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b} = \mathbf{0} \\ &\mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \\ &\mathbf{x} \in K \end{aligned} \tag{3.1}$$

K ist ein konvexer Subraum im $\mathbf{R}^n$. f ist die skalare, konvexe und differenzierbare Zielfunktion, währenddessen **g** lineare und **h** konvexe, nichtlineare und differenzierbare Vektorfunktionen von **x** sind, welche die Nebenbedingungen der Optimierung repräsentieren. Diese Nebenbedingungen stellen Restriktionen dar, wodurch das Finden eines Minimums erschwert wird. Man nennt dieses Problem auch *primal optimization problem*.

Durch Anwendung der Lagrange-Relaxation werden duale Variablen λ, μ (Lagrange-Faktoren) eingeführt und man erhält die folgende Lagrange-Funktion.

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}^T \cdot \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\mu}^T \cdot \mathbf{h}(\mathbf{x}) \tag{3.2}$$

Dies kann auch so interpretiert werden, dass der Lösungsraum um die Anzahl der Dimensionen von λ, μ erweitert wurde und sich somit ein unbeschränktes Problem in diesem um die zusätzlichen Dimensionen erweiterten Raum ergibt.

Im Folgenden werden nur Probleme ohne Ungleichheitsnebenbedingungen berücksichtigt, da über die Einführung der Schlupfvariablen $\mathbf{x}_2$ die Gleichung $\mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}$ in eine zusätzliche Gleichheitsnebenbedingung $\mathbf{g}_2(\mathbf{x}) = \mathbf{0} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{x}_2^2$ überführt werden kann. Dabei wird $\mathbf{x}_2^2$ anstelle von $\mathbf{x}_2$ verwendet, da so gewährleistet wird, dass der zusätzliche Term immer größer Null ist und somit die ursprüngliche Bedingung ≤ eingehalten werden kann.

Es wird damit die folgende Problemstellung (3.3) betrachtet, wobei **g(x)** $\mathbf{g}_2(\mathbf{x})$ und **x** $\mathbf{x}_2$ beinhalten und somit die Dimension von **g(x)** und **x** um jeweils die Dimension von **h(x)** erhöht wird.

$$\begin{aligned} &\min f(\mathbf{x}) \\ &\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ &\mathbf{x} \in K \end{aligned} \tag{3.3}$$

Dieses globale Optimierungsproblem wird im Folgenden in n Teilprobleme parallelisiert, sodass die Zielfunktion und die Nebenbedingungen bis auf einen, die nicht aufteilbaren Anteile der Nebenbedingungen enthaltenden, Kopplungsterm separierbar sind.

$$
\begin{aligned}
&\min \sum_{i=1}^{n} f_i(\mathbf{x}_i) \\
&\mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{0} \qquad \forall\ i = 1 \ldots n \\
&\hat{\mathbf{x}}^A = \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^B \quad \text{wobei } \hat{\mathbf{x}}_i \in \mathbf{x}_i \ldots \hat{\mathbf{x}}_n \in \mathbf{x}_n \\
&\qquad\qquad \mathbf{x}^T = \left[\mathbf{x}_1^T, \cdots, \mathbf{x}_n^T\right], \mathbf{x} \in K \\
&\qquad\qquad A, B \text{ repräsentieren jeweils die korrespondierende Kopplung} \\
&\qquad\qquad \text{aller Teilsysteme untereinander}
\end{aligned}
\tag{3.4}
$$

Dabei ist ein zusammengehöriges Subproblem für $\mathbf{x}_i$ wie folgt definiert:

$$
\begin{aligned}
&\min f_i(\mathbf{x}_i) \\
&\mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{0} \\
&\mathbf{x}_i \in \mathbf{x}
\end{aligned}
\tag{3.5}
$$

In (3.4) beinhaltet $\hat{\mathbf{x}}_i$ jeweils die Teilelemente von $\mathbf{x}_i$, die nicht separierbar sind und in der Koppelgleichung berücksichtigt werden müssen.

Der Index A resp. B bei $\hat{\mathbf{x}}$ bedeutet, dass jeweils die korrespondierenden Elemente an den Schnittstellen der Teilsysteme enthalten sind. Dabei bildet der Index A (willkürlich verteilt) die eine Seite der Schnittstelle und B jeweils die andere korrespondierende Stelle. Zum weitergehenden Verständnis wird auf das Kapitel 3.4.3 verwiesen, in dem der Begriff der Kopplung anhand der elektrotechnischen Anwendung näher erläutert wird.

C repräsentiert die Koppelmatrix zwischen den Teilsystemen. Dabei gelten im hier vorliegenden Fall folgende Voraussetzungen:

- lineare Kopplungen zwischen den Teilsystemen
- direkte Kopplung immer nur zwischen jeweils einem Skalar aus $\hat{\mathbf{x}}^A$ mit einem Skalar aus $\hat{\mathbf{x}}^B$

Daraus folgt, dass **C** pro Zeile nur ein Nichtnullelement enthält und somit schwach besetzt ist. Die Koppelgleichung mit **C** in (3.4) muss auf der zentralen Ebene gelöst werden.

Wenn jetzt die Lagrange-Funktion des Optimierungsproblems aufgestellt wird, ergibt sich:

$$L(\mathbf{x},\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\kappa}) = \sum_{i=1}^{n} f_i(\mathbf{x}_i) + \sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{\lambda}_i^T \cdot \mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) + \boldsymbol{\kappa}^T \left(\hat{\mathbf{x}}^A - \mathbf{C}\cdot\hat{\mathbf{x}}^B\right) \tag{3.6}$$

Dabei entspricht $\boldsymbol{\kappa}$ den Lagrange-Faktoren der Kopplung.

Im nächsten Schritt wird die Sattelpunktbedingung angewandt. Zum tieferen Verständnis der Sattelpunktbedingung sowie der Lösung des dualen Problems wird auf [79] verwiesen.

Hierbei gilt die Besonderheit, dass die Sattelpunktbedingung sowie die duale Funktion nur bzgl. der Lagrange-Faktoren der Kopplung $\boldsymbol{\kappa}$ aufgebaut und die Lagrange-Faktoren der sonstigen Nebenbedingungen schon bei der Minimierung mitberücksichtigt werden. So betrachtet ergibt sich die Sattelpunktbedingung zu:

$$L\left(\mathbf{x}^+,\boldsymbol{\lambda}^+,\boldsymbol{\kappa}\right) \le L\left(\mathbf{x}^+,\boldsymbol{\lambda}^+,\boldsymbol{\kappa}^+\right) \le L\left(\mathbf{x},\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\kappa}^+\right) \tag{3.7}$$

Der Index $^+$ steht dabei für die optimale Lösung des konvexen Optimierungsproblems.

Die duale Funktion des Optimierungsproblems sieht dabei wie folgt aus:

$$D(\boldsymbol{\kappa}) = \min_{\mathbf{x}} L(\mathbf{x},\boldsymbol{\lambda},\boldsymbol{\kappa}) = \min\left(\sum_{i=1}^{n} f_i\left(\mathbf{x}_i^+\right) + \sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{\lambda}_i^{T,+} \cdot \mathbf{g}_i\left(\mathbf{x}_i^+\right) + \boldsymbol{\kappa}^T \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}^{A,+} - \mathbf{C}\cdot\hat{\mathbf{x}}^{B,+}\right)\right) \tag{3.8}$$

Aus der Sattelpunktbedingung folgt, dass die duale Funktion bzgl. $\boldsymbol{\kappa}$ maximiert werden muss,

$$\boldsymbol{\kappa}^+ = \max_{\boldsymbol{\kappa}} D(\boldsymbol{\kappa}) \tag{3.9}$$

um die optimale Lösung zu erhalten.

Würde jetzt in der Problemstellung (3.4) die zusätzliche Nebenbedingung eingeführt, dass jedes separierbare Suboptimierungsproblem $f_i(x)$ mit $g_i(x)$ die Daten jedes anderen Suboptimierungsproblem $f_{i+1}(x)$ mit $g_{i+1}(x)$ **nicht** kennt, ist keine globale Optimierung mehr möglich.

In der Klasse der nicht differenzierbaren Optimierungsprobleme, zu der das hier vorliegende Optimierungsproblem im eigentlichen Sinne gehört, gibt es zur Lösung solcher Problemstellungen das Subgradientenverfahren, das im Folgenden auf das hier gegebene Optimierungsproblem angewandt wird. Dazu müssen allerdings die Kopplungsdaten $\hat{\mathbf{x}}^A, \hat{\mathbf{x}}^B, \mathbf{C}$ global bekannt gemacht werden. Damit ergibt sich die folgende endgültige mathematische Problemstellung:

$$
\begin{aligned}
&\min \sum_{i=1}^{n} f_i(\mathbf{x}_i) \\
&\mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{0} \quad \forall\ i = 1 \ldots n \\
&\hat{\mathbf{x}}^A = \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^B \quad \text{wobei } \hat{\mathbf{x}}_i \in \mathbf{x}_i \ldots \hat{\mathbf{x}}_n \in \mathbf{x}_n, \mathbf{x}^T = \left[\mathbf{x}_1^T, \cdots, \mathbf{x}_n^T\right], \mathbf{x} \in K \\
&\qquad A, B \text{ repräsentieren jeweils die korrespondierende Kopplung aller Teilsysteme untereinander} \\
&\qquad \hat{\mathbf{x}}^A, \hat{\mathbf{x}}^B, \mathbf{C} \text{ global bekannt} \\
&\qquad \text{jedes Subproblem } f_i(\mathbf{x}_i), \mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) \text{ mit } \mathbf{x}_i \text{ kennt keine Daten der anderen Subprobleme}
\end{aligned}
\tag{3.10}
$$

Ein auf dem Subgradientenverfahren basierender iterativer Algorithmus wird zur Lösung dieser Problemstellung benutzt. Dabei wird auf der Subproblemebene das *primal problem* korrespondierend zur dualen Funktion gelöst.

$$
\left(\mathbf{x}^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}^{k+1}\right) = \arg\underset{\mathbf{x},\boldsymbol{\lambda}}{opt}\left(\sum_{i=1}^{n} f_i(\mathbf{x}_i) + \sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{\lambda}_i^T \cdot \mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) + \boldsymbol{\kappa}^{T,k} \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}^A - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^B\right)\right) \tag{3.11}
$$

Dabei entspricht $\mathbf{x}^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}^{k+1}$ der optimalen Lösung der Problemstellung für einen festen Lagrange-Faktor der Kopplung $\boldsymbol{\kappa}^k$. Der Term *argopt*[5] bewirkt die Projektion der Zustandsvektoren der Lösung als $\mathbf{x}^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}^{k+1}$ in den Lösungsraum. Der Lagrange-Faktor der Kopplung wird wiederum bei der Lösung des dualen Problems aktualisiert.

$$
\boldsymbol{\kappa}^{k+1} = \arg\max_{\boldsymbol{\kappa}} D(\boldsymbol{\kappa}) = \arg\max_{\boldsymbol{\kappa}}\left(\sum_{i=1}^{n} f_i\left(\mathbf{x}_i^{k+1}\right) + \sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{\lambda}_i^{T,k+1} \mathbf{g}_i\left(\mathbf{x}_i^{k+1}\right) + \boldsymbol{\kappa}^T\left(\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right)\right) \tag{3.12}
$$

Da die ersten beiden Terme in (3.12) konstant und unabhängig von $\boldsymbol{\kappa}$ sind, können sie vernachlässigt werden.

$$
\boldsymbol{\kappa}^{k+1} = \arg\max_{\boldsymbol{\kappa}} D_{subst.}(\boldsymbol{\kappa}) = \arg\max_{\boldsymbol{\kappa}}\left(\boldsymbol{\kappa}^T\left(\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right)\right) \tag{3.13}
$$

Im nächsten Schritt wird die Subgradientenmethode unter Benutzung der Russischen Subgradienten oder Polyak II für die Aktualisierung des Gewichtungsfaktors verwendet. Für weitergehende Erläuterungen wird auf [80],[79] verwiesen.

---

[5] Die Bezeichnung *argopt* bedeutet, dass der Multiplikator $\boldsymbol{\lambda}$ optimiert und $\mathbf{x}$ minimiert wird.

Dabei ergibt sich für die Subgradientenmethode folgende Aktualisierungsformel auf der Koordinationsebene.

$$\boldsymbol{\kappa}^{k+1} = \boldsymbol{\kappa}^{k} + \alpha_k \cdot \frac{\Delta D_{Subst.}(\boldsymbol{\kappa})}{\Delta \boldsymbol{\kappa}} = \boldsymbol{\kappa}^{k} + \alpha_k \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right) \tag{3.14}$$

Damit der Gewichtungsfaktor α_k der Länge des Abstiegs mit Hilfe des Subgradienten entspricht, sollte der Subgradient so normiert werden, dass er nur die Richtung des Abstiegs vorgibt.

$$\boldsymbol{\kappa}^{k+1} = \boldsymbol{\kappa}^{k} + \alpha_k \cdot \frac{\left(\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right)}{\left\|\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right\|} \tag{3.15}$$

Dabei wird α_k als Gewichtungsfaktor im Verlaufe der Iterationen angepasst und muss nach [82] folgenden Bedingungen genügen, damit das Optimum erreicht werden kann.

$$\sum_{k=0}^{\infty} \alpha_k \to \infty \,, \lim_{k \to \infty} \alpha_k \to 0 \tag{3.16}$$

Die einfachste Form für die Wahl der Aktualisierung von α_k ist die Russische Subgradientenmethode entsprechend Gleichung (3.17).

$$\alpha_k = \frac{1}{k} \tag{3.17}$$

Dabei ist es sinnvoll, diese Aktualisierung nicht sofort mit dem ersten Iterationsschritt anzuwenden, sondern zunächst mit einer großen Schrittweite einige Iterationsschritte durchzuführen und erst später den Gewichtungsfaktor durch Verkleinerung anzupassen.

Eine andere Art und Weise die Aktualisierung des Gewichtungsfaktors durchzuführen, ist die Polyak-II-Methode [83].

$$\alpha_k = \eta_k \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n} L_i\left(\mathbf{x}_i^k, \boldsymbol{\lambda}_i^k\right) - \widetilde{L}_{ges}}{\left\|\hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1}\right\|} \tag{3.18}$$

Dabei stellt $\widetilde{L}_{ges}$ eine möglichst gute Abschätzung der Lösung der ursprünglichen Lagrange-Funktion dar und η_k repräsentiert einen Gewichtungsfaktor, der den Bedingungen $\eta_k \in [\upsilon, 2\text{-}\upsilon]$ mit $\upsilon \in (0,1)$ genügt. Ohne den Gewichtungsfaktor stellt der Term den Abstand des augenblicklichen Iterationspunktes zur abgeschätzten Lösung dar. Damit kann sinnvoll die notwendige Länge des Abstiegs bestimmt werden. Sollten, wie im hier vorliegenden Fall, Probleme bei der Lösungsabschätzung auftreten, so wird mit einer Abschätzung, bei der nur die Zielfunktion berücksichtigt wird, eine bessere Lösung erzielt. Dabei muss gewährleistet sein, dass die Abschätzung mit einem gültigen, d.h. im Lösungsraum befindlichen, Gesamtzielfunktionswert erfolgt. Bei dem hier vorliegenden Anwendungsfall sind alle Lösungen allerdings deutlich schlechter, als diejenigen bei Anwendung des russischen Subgradientenverfahrens mit einem gut eingestellten Startwert. Deshalb wird der Ansatz nach Polyak-II nicht weiter verfolgt.

Die Formel (3.11) wird wie folgt in die einzelnen Suboptimierungskomponenten aufgeteilt:

$$\left(\mathbf{x}_i^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_i^{k+1}\right) = \arg\underset{\mathbf{x}_i, \boldsymbol{\lambda}_i}{opt}\left(f_i(\mathbf{x}_i) + \boldsymbol{\lambda}_i^T \cdot \mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) + \underbrace{\boldsymbol{\kappa}_i^{T,A,k} \cdot \hat{\mathbf{x}}_i^A}_{I} - \underbrace{\boldsymbol{\kappa}_i^{T,B,k} \cdot \mathbf{C}_i \cdot \hat{\mathbf{x}}_i^B}_{II} \right) \tag{3.19}$$

Dabei beinhalten die Kopplungstermen *I, II* nur jeweils Schnittstellenterme eines Subproblems i (entweder die zugehörigen Anteile zum Index A in der globalen Kopplungsgleichung (s. (3.10)) (*I*) oder die zugehörigen Anteile zum Index B (*II*)). D.h. innerhalb des Vektors $\hat{\mathbf{x}}_i^A$ in Term *I* resp. $\hat{\mathbf{x}}_i^B$ in Term *II* sind jeweils nur die Komponenten von $\hat{\mathbf{x}}^A$ resp. $\hat{\mathbf{x}}^B$, die zum eigenen Subproblem gehören und freie einstellbare Variablen in der Suboptimierung darstellen, enthalten. Es werden von der zentralen Koordinierungsstelle nur alle zur eigenen Suboptimierung gehörenden Lagrange-Faktoren der Kopplung ($\boldsymbol{\kappa}_i^{T,A,k}, \boldsymbol{\kappa}_i^{T,B,k}$) übermittelt. Zur Verdeutlichung dieses Zusammenhangs ist im Anhang A ein Beispiel für drei Subprobleme angegeben.

Es werden jetzt die Subprobleme parallel gelöst (Formel (3.19)) und die sich neu ergebenden Kopplungsvariablen an die Koordinierungsstelle gesandt. Dort werden die Lagrange-Faktoren der Kopplung aktualisiert (Formel (3.15)) und diese als Konstanten wieder zur Subproblemebene zurückgesandt. Der Iterationsprozess erfolgt solange bis die folgende Abbruchbedingung erfüllt ist.

$$\left\| \hat{\mathbf{x}}^{A,k+1} - \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^{B,k+1} \right\| \le \varepsilon \tag{3.20}$$

Dieser Verfahrensansatz wird auch als Zielkoordinierung bezeichnet. Der Name Zielkoordinierung rührt daher, dass die Kopplung der Zielfunktion der Subproblemebene zugeordnet wird [63]. Ein anderer grundsätzlicher Ansatz, ist der Ansatz der Modellkoordinierung. Dort werden die Kopplungsterme den Nebenbedingungen der Subproblemebene zugeordnet. Es werden dabei die Kopplungsterme ($\hat{\mathbf{x}}^A$ resp. $\hat{\mathbf{x}}^B$) auf der Koordinierungsebene aktualisiert und fest in der Subproblemebene vorgegeben. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass in jedem Iterationsschritt eine gültige Zwischenlösung gefunden wird, während bei der hier verwendeten Zielkoordinierung erst am Ende des Iterationsverfahrens eine gültige Lösung erreicht wird. Der wesentliche Nachteil der Modellkoordinierung ist, dass die feste Vorgabe der Kopplungsterme in der Subproblemebene dazu führen kann, dass keine Lösung für ein Subproblem existiert. Aufgrund der beiden Nachteile, dass zum einen bei der hier vorliegenden elektrotechnischen Problemstellung sich sehr häufig keine gültigen (Zwischen-) Lösungen für die Modellkoordinierung ergeben und weil zum anderen bei der Modellkoordinierung die koordinierende Stelle auch Teilinformationen aus der Regelzone benötigt, wird dieser Ansatz nicht weiter verfolgt und stattdessen die Zielkoordinierung gewählt. Weitergehende Informationen zur Modellkoordinierung können in [63] nachgelesen werden.

Da der Algorithmus der Zielkoordinierung in seiner ursprünglichen Form schlechte Konvergenzeigenschaften besitzt (sehr viele Iterationsschritte nötig, trotz groß gewählter Konvergenzschranke), werden abgeleitete Verfahren mit verbesserten Konvergenzeigenschaften wie der *Augmented Lagrangian* eingeführt. Im globalen Optimierungsproblem (3.10) wird bei diesem Ansatz in der Zielfunktion zusätzlich ein Strafterm, der die Nebenbedingung der Kopplung beinhaltet, eingeführt.

$$\begin{aligned} &\min \sum_{i=1}^{n} f_i(\mathbf{x}_i) + \frac{\gamma}{2}\left\| \hat{\mathbf{x}}^A - \mathbf{C}\cdot\hat{\mathbf{x}}^B \right\|^2 \\ &\mathbf{g}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{0} \\ &\hat{\mathbf{x}}^A = \mathbf{C}\cdot\hat{\mathbf{x}}^B \end{aligned} \tag{3.21}$$

Durch den zusätzlichen um γ gewichteten Strafterm in der Zielfunktion wird die optimale Lösung $\mathbf{x}^*$ nicht beeinträchtigt, da im Optimum der Strafterm verschwindet. Die Nebenbedingung der Kopplung bekommt dadurch im Verlauf der Optimierung jedoch ein größeres Gewicht als zuvor, da diese bei Nichteinhaltung direkt gewichtet in die Zielfunktion eingeht, wodurch die Konvergenzeigenschaften entscheidend verbessert werden. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass die Auftrennung in Subprobleme und zentrale Kopplung jetzt nicht mehr ohne weiteres möglich ist.

Je nachdem wie dieser Strafterm in der Zielfunktion auf der Subproblemebene aufgeteilt wird (analog Übergang von (3.11) zu (3.19)), werden verschiedene Verfahrensansätze unterschieden.

In dieser Arbeit werden die Algorithmen des APP [64] und des ADM [65] untersucht. Diese beiden Algorithmen werden zum besseren Verständnis exemplarisch anhand von zwei Suboptimierungen (*i=1,2*) vorgestellt (s. Anhang A für ein Beispiel mit drei Suboptimierungen und zugehörigen Erweiterungen).

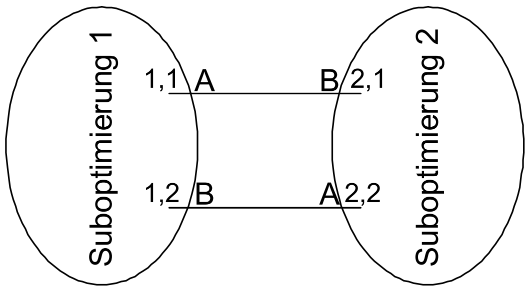


Bild 3.2: Beispiel mit zwei Zonen

Dabei werden zwei Kopplungsterme angenommen, die folgendermaßen miteinander gekoppelt sind:

$$\begin{aligned}\hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,1}^{A} &= \hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,1}^{B} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,2}^{A} &= \hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,2}^{B}\end{aligned} \tag{3.22}$$

Hierbei bedeutet der Index *Subo. i* die Zugehörigkeit zum Suboptimierungsproblem *i*. Der zweite Index gibt die Nummer der Kopplung an.

Die Kopplungsmatrix **C** ergibt sich zur Einheitsmatrix. Dadurch entstehen für das betrachtete Optimierungsproblem folgende Kopplungsgleichungen.

$$\begin{pmatrix}\hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,1}^{A} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,2}^{A}\end{pmatrix} = \mathbf{C} \cdot \begin{pmatrix}\hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,1}^{B} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,2}^{B}\end{pmatrix} \tag{3.23}$$

Eine Aufteilung, dass, wie es naheliegend erscheint, der Index A nur der Suboptimierung 1 zugehörig ist und entsprechend der Index B nur der Suboptimierung 2, ergebe den Vorteil, dass in (3.19) für die Suboptimierung 1 der zweite $\boldsymbol{\kappa}$-Term und analog für die Suboptimierung 2 der erste $\boldsymbol{\kappa}$-Term verschwindet.

Darauf wurde hier dennoch aufgrund der Allgemeingültigkeit der hergeleiteten Formeln bewusst verzichtet, da, wenn mehr als zwei Suboptimierungen miteinander gekoppelt sind, solche Vereinfachungen nicht mehr möglich sind (s. Beispiel mit drei Zonen im Anhang A).

Die parallelisierte duale Funktion ergibt sich damit bei der reinen Zielkoordinierung für die jeweiligen Suboptimierungen zu:

$$
\begin{aligned}
\left(\mathbf{x}_1^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_1^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_1,\boldsymbol{\lambda}_1}{\arg opt}\left(f_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\lambda}_1^T\cdot\mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k}\cdot\hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,1}^A-\boldsymbol{\kappa}_2^{T,k}\cdot\hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,2}^B\right)\\
\left(\mathbf{x}_2^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_2^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_2,\boldsymbol{\lambda}_2}{\arg opt}\left(f_2(\mathbf{x}_2)+\boldsymbol{\lambda}_2^T\cdot\mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2)+\boldsymbol{\kappa}_2^{T,k}\cdot\hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,2}^A-\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k}\cdot\hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,1}^B\right)
\end{aligned}
\tag{3.24}
$$

Um die hinteren Terme geschlossen darzustellen, wird eine Vorzeichen-Matrix $\mathbf{V}$ eingeführt. Alle Koppelterme der jeweiligen Suboptimierung $\hat{\mathbf{x}}_i$ wurden damit zusammengeführt.

$$
\begin{aligned}
\left(\mathbf{x}_1^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_1^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_1,\boldsymbol{\lambda}_1}{\arg opt}\left(f_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\lambda}_1^T\cdot\mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1)+\begin{pmatrix}\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k} & \boldsymbol{\kappa}_2^{T,k}\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}1 & 0\\ 0 & -1\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}\hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,1}^A\\ \hat{\mathbf{x}}_{Subo.1,2}^B\end{pmatrix}\right)\\
&= \underset{\mathbf{x}_1,\boldsymbol{\lambda}_1}{\arg opt}\left(f_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\lambda}_1^T\cdot\mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\kappa}^{T,k}\cdot\mathbf{V}\cdot\hat{\mathbf{x}}_1\right)\\
\left(\mathbf{x}_2^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_2^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_2,\boldsymbol{\lambda}_{2i}}{\arg opt}\left(f_2(\mathbf{x}_2)+\boldsymbol{\lambda}_2^T\cdot\mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2)-\begin{pmatrix}\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k} & \boldsymbol{\kappa}_2^{T,k}\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}1 & 0\\ 0 & -1\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}\hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,1}^B\\ \hat{\mathbf{x}}_{Subo.2,2}^A\end{pmatrix}\right)\\
&= \underset{\mathbf{x}_2,\boldsymbol{\lambda}_2}{\arg opt}\left(f_2(\mathbf{x}_2)+\boldsymbol{\lambda}_2^T\cdot\mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2)-\boldsymbol{\kappa}^{T,k}\cdot\mathbf{V}\cdot\hat{\mathbf{x}}_2\right)
\end{aligned}
\tag{3.25}
$$

Bei mehr als zwei Suboptimierungen können genau dieselben Vereinfachungen eingeführt werden. Allerdings ergeben sich für den Vektor $\boldsymbol{\kappa}$ und die Matrix $\mathbf{V}$ unterschiedliche Zusammensetzungen für die einzelnen Suboptimierungen (s. Anhang A).

Die Anwendung des APP-Algorithmus resultiert für die duale Funktion in folgenden Termen:

$$
\begin{aligned}
\left(\mathbf{x}_1^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_1^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_1,\boldsymbol{\lambda}_1}{\arg opt}\left(f_1(\mathbf{x}_1)+\boldsymbol{\lambda}_1^T\cdot\mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1)+\underbrace{\frac{\beta_1}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_1-\hat{\mathbf{x}}_1^k\right\|^2}_{I}+\underbrace{\gamma_1\cdot\hat{\mathbf{x}}_1^T\cdot\left(\hat{\mathbf{x}}_1^k-\hat{\mathbf{x}}_2^k\right)}_{II}+\boldsymbol{\kappa}^{T,k}\cdot\mathbf{V}\cdot\hat{\mathbf{x}}_1\right)\\
\left(\mathbf{x}_2^{k+1},\boldsymbol{\lambda}_2^{k+1}\right) &= \underset{\mathbf{x}_2,\boldsymbol{\lambda}_2}{\arg opt}\left(f_2(\mathbf{x}_2)+\boldsymbol{\lambda}_2^T\cdot\mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2)+\underbrace{\frac{\beta_2}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_2-\hat{\mathbf{x}}_2^k\right\|^2}_{I}+\underbrace{\gamma_2\cdot\hat{\mathbf{x}}_2^T\cdot\left(\hat{\mathbf{x}}_2^k-\hat{\mathbf{x}}_1^k\right)}_{II}-\boldsymbol{\kappa}^{T,k}\cdot\mathbf{V}\cdot\hat{\mathbf{x}}_2\right)
\end{aligned}
\tag{3.26}
$$

Die beiden zusätzlich eingeführten Strafterme *I* und *II* verschwinden im optimalen Punkt, wenn die Koordinationsbedingung erfüllt ist. Der erste Strafterm wird mit dem Faktor β_i gewichtet und bestraft, wenn die Änderung des Kopplungsvektor $\hat{\mathbf{x}}_i$ von einer Iteration zur nächsten zu groß wird. Der zweite Strafterm wird mit dem Gewichtungsfaktor γ_i multipliziert. Er bestraft, wenn im letzten Koordinationsschritt die Kopplungsvektoren zu weit voneinander abgewichen sind und versucht den jeweiligen Kopplungsvektor in die richtige Richtung zu zwingen. Der Kopplungsterm *II* wurde durch Umsortieren und Auftrennen aus dem globalen

Augmented Lagrangian Optimierungsansatz des Problems (3.11) $\ldots + \gamma \cdot (\hat{\mathbf{x}}_1 - \hat{\mathbf{x}}_2)^T \cdot (\hat{\mathbf{x}}_1^k - \hat{\mathbf{x}}_2^k) + \ldots$ gewonnen.

Es ist schwierig, die Gewichtungsfaktoren optimal einzustellen. Zumeist werden $\beta_1=\beta_2$ und $\gamma_1=\gamma_2$ gewählt. Die Wahl der Gewichtungsfaktoren β, γ sowie der Verlauf der Änderung und die Wahl des Startwertes des Gewichtungsfaktors für den Lagrange-Faktor der Kopplung α ist entscheidend für das Konvergenzverhalten. In [66] wird folgende Wahl der Verhältnisse vorgeschlagen $\alpha = \gamma = 0{,}5 \cdot \beta$. Dies wurde für spezifische Netzmodelle noch einmal in [67] näher spezifiziert. Allerdings wurde, anders als in dem neuen Ansatz dieser Arbeit, α in beiden Veröffentlichungen immer konstant gehalten und nicht nach (3.17) resp. (3.18) aktualisiert. Daher lassen sich die Ergebnisse mit dem hier neu verbesserten Algorithmus nicht eins zu eins übertragen. Die hier neu entwickelte Zielfunktion geht von einem vorliegenden Betriebspunkt aus, sodass nur die Abweichung der Kosten betrachtet wird. Aus diesem Grund müssen die Gewichtungsfaktoren deutlich größer als in den bisherigen von einer Minimierung der Gesamtkosten ausgehenden Ansätzen gewählt werden. Auch ergibt sich mit den hier gemachten Vereinfachungen bei der Kopplung und der Anwendung der Subgradientenmethode mit der Modifikation von α beim Vergleich der beiden Verfahren APP und ADM ein leicht anderes Bild als in [84]. Die Simulationsergebnisse beider Verfahren sind näherungsweise gleich gut, allerdings konvergiert das Verfahren APP deutlich schneller.

Der Algorithmus ADM ergibt sich zu:

$$
\begin{aligned}
\left(\mathbf{x}_1^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_1^{k+1}\right) &= \arg\underset{\mathbf{x}_1,\boldsymbol{\lambda}_1}{opt}\left(f_1(\mathbf{x}_1) + \boldsymbol{\lambda}_1^T \cdot \mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1) + \underbrace{\frac{\gamma_1}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_1 - \hat{\mathbf{x}}_2^k\right\|^2}_{I} + \boldsymbol{\kappa}^{T,k} \cdot \mathbf{V} \cdot \hat{\mathbf{x}}_1 \right) \\
\left(\mathbf{x}_2^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_2^{k+1}\right) &= \arg\underset{\mathbf{x}_2,\boldsymbol{\lambda}_2}{opt}\left(f_2(\mathbf{x}_2) + \boldsymbol{\lambda}_2^T \cdot \mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2) + \underbrace{\frac{\gamma_2}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_2 - \hat{\mathbf{x}}_1^k\right\|^2}_{I} - \boldsymbol{\kappa}^{T,k} \cdot \mathbf{V} \cdot \hat{\mathbf{x}}_2 \right)
\end{aligned}
\qquad (3.27)
$$

Er ist mit nur einem Strafterm I einfacher aufgebaut als der Algorithmus APP. Der Strafterm wird mit dem Faktor γ_i gewichtet und bestraft die Abweichung zwischen beiden Kopplungstermen. Er geht auch hier bei Erreichen der vorgegebenen Konvergenzschranke gegen Null, sodass am Ende das Originalproblem gelöst wird. Dabei wird der jeweils mit dem Kopplungsterm der eigenen Suboptimierung korrespondierende Kopplungsterm der letzten Iteration mit dem Index k fest in der Suboptimierung vorgegeben. Auch beim Algorithmus ADM wird

$\gamma_1=\gamma_2$ gewählt. Da beim Algorithmus ADM ein Gewichtungsfaktor weniger als beim Algorithmus APP Verwendung findet, ist die Parametrierung leichter durchzuführen.

In der nachfolgenden Tabelle ist aufgezeigt, welche Kommunikation zwischen der jeweiligen Suboptimierung und der Koordinierungsstelle bei den drei Algorithmen stattfinden muss.

Tabelle 3.1: Kommunikation zwischen den Suboptimierungen und der Koordinierungsstelle

Suboptimierung *i* sendet:	Koordinierungsstelle sendet:	Ziel.	APP	ADM
Kopplungsvektor $\hat{\mathbf{x}}_i^k$	$\boldsymbol{\kappa}^{k+1}$ partiell nur für die jeweiligen zur Subopt. *i* gehörigen Anteile	**X**	**X**	**X**
	$\hat{\mathbf{x}}_j^k$ für alle *j* mit $j \neq i$, partiell nur für die jeweiligen zu den Suboptimierungen gehörigen Anteile		**X**	**X**

3.4 Elektrotechnische Umsetzung der mathematischen Theorie

3.4.1 Verfahrensablauf

Die hierarchische Optimierung erfolgt zweistufig [85] und beginnt zunächst nur mit den KW, die freiwillig Angebote abgeben. Ist das NE-Problem damit nicht gelöst, erfolgt die zweite Stufe. Da eine Gefährdung des Betriebs vorliegt, dürfen dann alle KW beteiligt werden und die Optimierung wird für den kritischen Zeitpunkt ein zweites Mal durchgeführt (s. Bild 3.3). Die notwendige Struktur der Angebote wird in Kapitel 3.4.2 näher betrachtet.

Zu jedem Zeitpunkt t wird von jedem ÜNB eine Lastflussberechnung sowie die Ausfallsimulation für seinen Netzbereich durchgeführt. Um die benachbarten Regelzonen korrekt zu berücksichtigen, kann der *Extended-Ward*-Algorithmus benutzt oder ein hierarchischer Lastfluss gelöst werden, d.h. die hierarchische Optimierung wird mit einer nur aus den Koordinationstermen bestehenden Zielfunktion durchgeführt. In [86] wird dies für einen DC-Lastfluss durchgeführt. Nach Auflösen des NE arbeitet das Abrechnungsmodell (s. Kapitel 4). Die Eingangsparameter des Abrechnungsmodells sind das Lastflussergebnis (mit NE) und die Gesamtkosten der Optimierung. Die Ausgangsparameter des Abrechnungsmodells sind die von jedem Marktteilnehmer zu tragenden Kosten zur Behebung des NE. Die Kosten für die einzelnen Teilnehmer werden zu einem Bilanzkreis (BK), wie er in Deutschland existiert, zusammengefasst.

Da in der Optimierung mit den statischen Grenzen der vorherigen Netzsicherheitsrechnung gearbeitet wird, könnten im neuen Betriebszustand andere, unter Umständen verletzte Grenzen gelten. Daher muss im Anschluss an die Optimierung überprüft werden, ob das (n-1)-Kriterium noch erfüllt ist. Des Weiteren ist in der Optimierung die Überprüfung der Stabilitätsgrenzen sowie der Grenzen der max. Kurzschlussleistung bzgl. des (n-1)-Kriterium nicht enthalten. Diese Überprüfungen erfolgen daher zusätzlich im Anschluss. Bei der Modellierung der LFRB sowie der spannungsregelnden Betriebsmitteln (SPRB) wird aufgrund der Robustheit und der Konvexitätsproblematik der Optimierung darauf verzichtet, das physikalische Modell sehr detailliert abzubilden. Deshalb könnte es in Extremfällen auch hier zu Grenzverletzungen kommen, die mit einem detaillierten physikalischen Modell nach Abschluss der Optimierung überprüft werden müssen. Sollten die Grenzen verletzt sein, ist die hierarchische Optimierung mit den sich neu ergebenden Grenzen durchzuführen. In Bild 3.3 ist der gesamte Verfahrensablauf zu sehen.

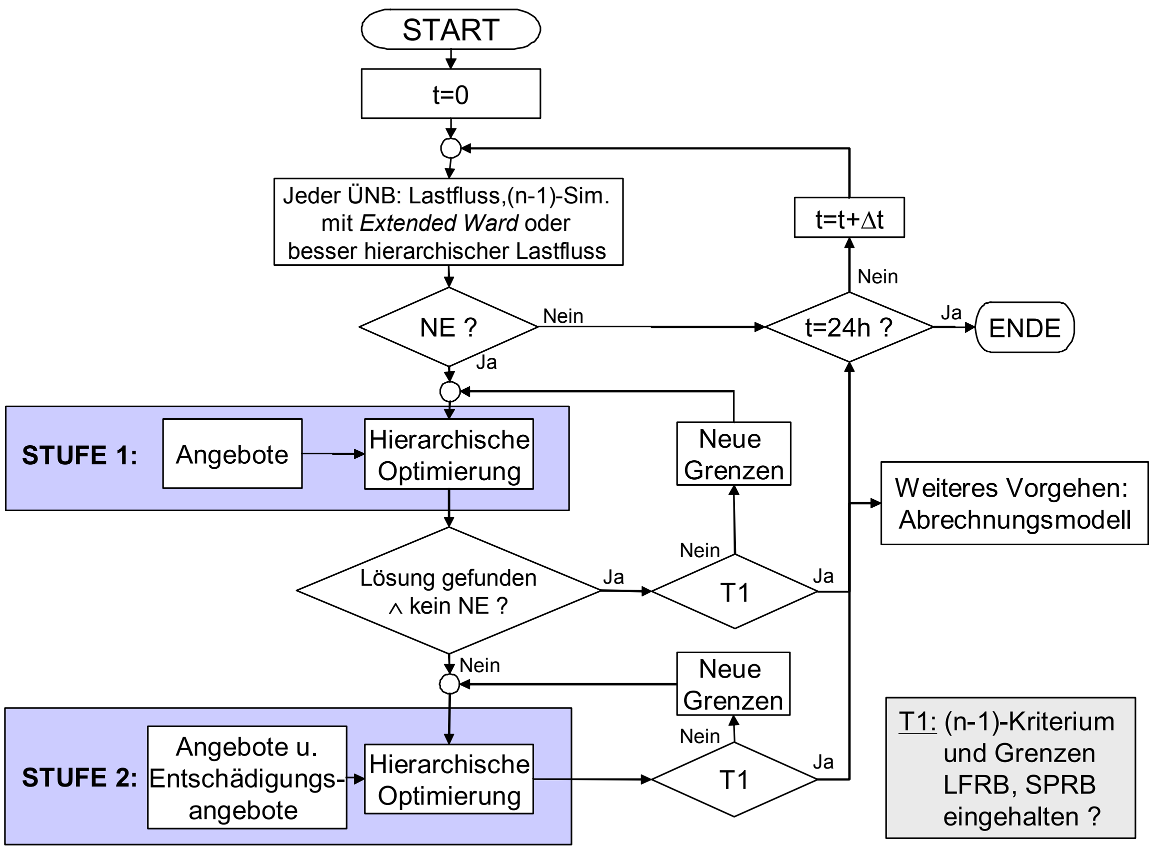


Bild 3.3: Ablauf der Ereignisse

3.4.2 Zielfunktion - Angebote der Kraftwerke

3.4.2.1 Angebote der Kraftwerke

Die für die Optimierung benötigten Angebote der KW (resp. Lasten) können an vom ÜNB oder der Börse gebildeten *Redispatch*-Märkten abgegeben werden. Alternativ kann der benötigte *Redispatch*-Markt dem Minutenreserve-Markt oder dem in manchen Ländern existierenden *Balance*-Markt angegliedert werden. Bild 3.4 stellt das Prinzip der Marktangebote für den Minutenreserve- oder *Balance*-Markt dar.

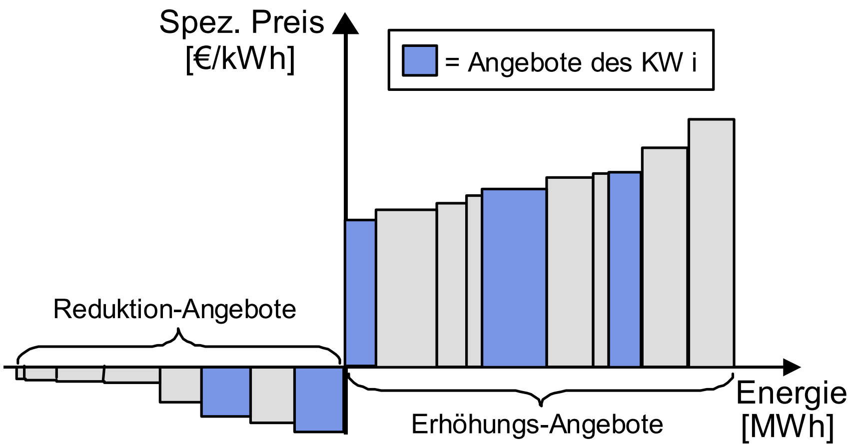


Bild 3.4: Marktangebote

Das Bild zeigt beginnend mit dem günstigsten Angebot die verschiedenen Angebote der KW-Betreiber. Die Angebote der KW, Energie an den ÜNB zu verkaufen, sind im ersten Quadranten zu sehen. In diesem Fall muss der ÜNB den KW die Energielieferung finanziell vergüten. Der dritte Quadrant zeigt die Angebote der KW, ihre Energielieferung zu reduzieren. Wie abgebildet, sollten die KW-Betreiber an den ÜNB zahlen, um ihre Erzeugung zu reduzieren. Es ist die Aufgabe des ÜNB, die Energieversorgung der Kunden sicherzustellen, die zuvor von den KW beliefert wurden, die jetzt ihre Produktion reduziert haben. Es ist offensichtlich, dass die KW-Betreiber gewillt sind für eine Erzeugungsreduktion zu bezahlen, solange der Preis noch unterhalb ihrer Stromerzeugungskosten liegt. Da der ÜNB von den KW-Betreibern abhängig ist, kann der Fall eintreten, dass die KW-Betreiber nicht gewillt sind für eine Erzeugungsreduktion finanziell belastet zu werden, sondern im Gegenteil vom ÜNB dafür bezahlt werden wollen, um so ihren Gewinn zu maximieren. Dann befinden sich die Angebote zur Erzeugungsreduktion im zweiten Quadranten.

Auf der anderen Seite sind die KW-Betreiber nur gewillt mehr Energie zu produzieren, wenn der Marktpreis dafür höher liegt als ihre Stromerzeugungskosten. Daher sind die Angebote im ersten Quadraten immer betragsmäßig größer als die im dritten Quadranten. Aus diesem Grunde ergibt sich, wie in Kapitel 3.4.2.2 zu sehen, stets eine konvexe Zielfunktion. Theoretisch ist es auch möglich, dass analog Lasten am Markt gehandelt werden können [87],[88]. Des Weiteren zeigt Bild 3.4, dass ein KW (z.B. aus strategischen Gründen) mehrere Angebote am Markt abgeben kann.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, dass nicht nur der ÜNB Energie kaufen kann, sondern auch andere Marktteilnehmer, z.B. wenn sie Abweichungen von ihrem Fahrplan kompensieren wollen. Der Zeitraum, in dem der *Balance*-Markt aktiv ist, liegt im Allgemeinen kurz vor der Energielieferung (z.B. beim Elbas Markt innerhalb der skandinavischen Nordpool-Handelsplattform: 2 Stunden vor der Lieferung). Die detaillierte Struktur verschiedener Märkte mag variieren, aber sie basieren alle auf den oben dargestellten Prinzipien.

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass ein eigener *Redispatch*-Markt gebildet wird, an dem die KW freiwillige Angebote abgeben. Diese Angebote werden in der ersten Stufe (s. Bild 3.3) des hier vorgestellten Verfahrens eingesetzt. In der zweiten Stufe (s. Bild 3.3) müssen alle KW Angebote abgeben. Dabei existieren zwei grundsätzliche Varianten:

- freie Angebotsgestaltung oder
- vorgegebene Angebote je nach Kraftwerkstyp (Entschädigungsangebote)

Die zweite Variante, d.h. vorgegebene Angebote je nach Kraftwerkstyp, ist fast zwingend für einen *Redispatch*-Markt in einem nicht so stark vermaschten System erforderlich. Auch bei stark vermaschten Systemen ist es schon häufiger vorgekommen, dass sogenannte „*Must Run*“-KW existieren, da sie aufgrund ihrer strategisch günstigen Lage im Netz für die Beseitigung (oder Verhinderung) des NE eine sehr wichtige Rolle spielen und daher auf jeden Fall am *Redispatch* beteiligt sein müssen. Daher wäre auch in einem vermaschten System diese Variante weitaus sinnvoller. Die KW müssen für dieses Verfahren nach standardisierten Betriebskosten (abhängig von der Wahl des Primärenergieträgers) in Kraftwerksklassen eingeteilt werden.

Auch steht es zu erwarten, dass es in der ersten Stufe des Systems zu strategischem Handeln kommen kann. Wenn ein KW-Betreiber im Laufe der Zeit feststellt, dass seine Angebote sehr häufig angenommen werden, wird er immer teurere Angebote abgeben.

Hierzu muss es ein Regulativ eingebaut werden. Sind die Kosten in der Optimierung auf Basis der freiwilligen Angebote (1. Stufe der Optimierung) um ein Vielfaches höher als die Kosten der verpflichtenden Angebote (2. Stufe der Optimierung), werden sofort die Angebote der zweiten Stufe genutzt. So kann das Preistreiben, sollte es vorkommen, stark reduziert werden. Dabei muss die Grenze, ab wann auf die verpflichtenden Angebote umgestiegen wird, zwischen ÜNB und den Vertretern der KW-Betreiber ausgehandelt werden. Die Einführung eines solchen Regulatives ist letztendlich auch für die KW-Betreiber von Vorteil, da ansonsten die höheren Kosten des ÜNB für überteuerte Angebote einzelner KW-Betreiber auf alle Netznutzer im Netznutzungsentgelt umgelegt werden. Eine andere *Redispatch*-Möglichkeit besteht darin, dass die ÜNB in der ersten Stufe nur Angebote von KW betrachten, die ihnen schon z.B. über bilaterale Verträge zur Verlustdeckung etc. zur Verfügung stehen und dass kein eigenständiger Markt eröffnet wird.

Es ist sinnvoll auch den Lasten die Möglichkeit zu geben, sich am *Redispatch* zu beteiligen. Der Hauptvorteil dieses Vorgehens liegt darin, dass die Volatilität des Marktes vergrößert und damit die Gefahr der Manipulation einzelner Marktteilnehmer verringert wird.

3.4.2.2 Zielfunktion

Ziel der Optimierung ist die NE-Beseitigung durch eine kostenminimierte Wirkleistungsflussänderung, d.h. die Wirkleistungseinspeisungen der Generatoren sind die Regelgrößen des Systems. In der ersten Stufe des Verfahrens sind nur einige KW an der Optimierung beteiligt. Alle anderen KW können hinsichtlich der Wirkleistungseinspeisung gemäß ihrer eingereichten Fahrpläne als konstant angenommen werden. Die Kosten einer Änderung der Wirkleistungseinspeisung werden - aus der Perspektive des ÜNB - in Abhängigkeit von der Struktur der Angebote der KW-Betreiber bestimmt und nicht in Abhängigkeit der Kostenfunktion (in Abhängigkeit des Primärenergieträgers) der einzelnen KW. Zum Arbeitszeitpunkt der Optimierung sind die Kosten für die Reservierung der Übertragungskapazitäten, falls diese Kosten existieren, bereits bestimmt. Daher können konstante Leistungsgrenzen angenommen werden. Die Struktur der Angebote eines KW, wie in Bild 3.4 dargestellt, bildet die Basis für die Formulierung der Zielfunktion. Dies führt zu stückweise linearen Angebotsfunktionen für jedes KW (s. Bild 3.5).

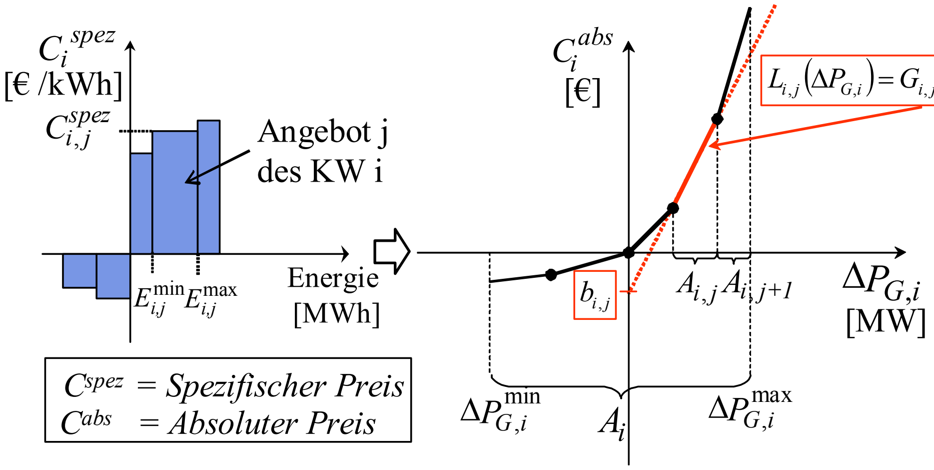


Bild 3.5: Angebot eines Kraftwerks - Formulierung der Zielfunktion

Fasst man für ein KW i alle Angebote in einem Diagramm zusammen (s. Bild 3.5) und wird der Übergang zu einem absoluten Preis für ein festes Zeitintervall Δt berechnet, so erhält man eine konvexe, stückweise lineare Zielfunktion. Der Index i bezieht sich auf das betrachtete KW, während der Index j das j-te Angebot des KW i ist. Die individuellen Grenzen der Angebote $E_{i,j}^{min}$ und $E_{i,j}^{max}$ werden in der Angebotsfunktion in den Definitionsbereichen $A_{i,j}$ der einzelnen linearen Bereiche reflektiert. Die Grenzen der Definitionsbereiche werden durch Division der Angebotsgrenzen durch die betrachteten Zeitbereiche bestimmt (3.28).

$$A_{i,j} = \frac{E_{i,j}^{max} - E_{i,j}^{min}}{\Delta t} \tag{3.28}$$

mit $A_{i,j} \in A_i$ wobei $A_i := \left[\Delta P_{G,i}^{\ min}, \Delta P_{G,i}^{\ max}\right]$

Die Steigung der Geraden $G_{i,j}$ für die einzelnen linearen Abschnitte der Angebotsfunktion wird gemäß (3.29) bestimmt.

$$G_{i,j} = \frac{\Delta C_{i,j}^{abs}}{A_{i,j}} = \frac{C_{i,j}^{\ spez} \cdot (E_{i,j}^{max} - E_{i,j}^{min})}{A_{i,j}} = \frac{C_{i,j}^{\ spez} \cdot (P_{i,j}^{max} - P_{i,j}^{min}) \cdot \Delta t}{(P_{i,j}^{max} - P_{i,j}^{min})} = C_{i,j}^{\ spez} \Delta t \tag{3.29}$$

Dies führt zu den folgenden vom KW i verursachten Kosten:

$$C_i^{abs}(\Delta P_{G,i}) = L_{i,j}(\Delta P_{G,i}) = C_{i,j}^{spez} \cdot \Delta t \cdot \Delta P_{G,i} + b_{i,j} \text{ mit } \Delta P_{G,i} \in A_{i,j}$$

$$\text{aber } C_i^{abs}(\Delta P_{G,i}) \neq L_{i,j}(\Delta P_{G,i}) \text{ falls } \Delta P_{G,i} \notin A_{i,j} \tag{3.30}$$

Diese lineare Kostengleichung ist aber nur innerhalb des jeweiligen Intervalls $A_{i,j}$ für die entsprechende Geradengleichung (Angebotsfunktion) $L_{i,j}$ definiert.

Damit ergibt sich die folgende Zielfunktion für *n* KW mit Angeboten auf dem Markt:

$$f\left(\Delta P_{G,i}\right) = \sum_{i=1}^{n} C_i^{abs}\left(\Delta P_{G,i}\right) \tag{3.31}$$

Die Zielfunktion (3.31) wird als Summe von *n* stückweise linearen Angebotsfunktionen gebildet. Die Zielfunktion ist konvex, da die *n* stückweise linearen Angebotsfunktionen (Bild 3.5) aus *j* stückweise linearen Abschnitten aufgebaut sind. Die Abschnitte des ersten Quadranten sind so geordnet, dass mit den Angeboten mit den geringsten spezifischen Kosten begonnen und mit denjenigen mit den höchsten spezifischen Kosten geendet wird. Diese Reihenfolge wird für den dritten Quadranten in Bild 3.5 umgekehrt. Der einzige hinsichtlich Nicht-Konvexitäten kritische Punkt ist der Übergang von den Angeboten der Erzeugungssteigerung zu denjenigen der Erzeugungsreduktion. Jedoch ist (s. Kapitel 3.4.2.1) der Absolutwert der Angebote für die Erzeugungsreduktion viel kleiner als für die Erzeugungssteigerung. Daher ist es auch an diesem Punkt unmöglich, Nicht-Konvexitäten zu erhalten. Dies führt zu der folgenden, die Konvexität der Zielfunktion bedingenden, Charakteristik für die Gradienten der einzelnen linearen Abschnitte von $C_i^{abs}(\Delta P_{G,i})$.

$$G_{i,j+1} \geq G_{i,j} \tag{3.32}$$

Die Handhabung einer stückweise linearen Zielfunktion gestaltet sich in der Modellierung innerhalb der SQP schwierig. Der klassische Ansatz ist *n* Zustandsvariablen einzuführen. Dies bedeutet jedoch eine Erhöhung der Dimension des Problems. In dieser Arbeit wird daher ein neuer Weg beschrieben, die Zielfunktion zu implementieren. Der Hauptvorteil liegt darin, dass nur eine Zustandsvariable eingeführt werden muss. Im Folgenden wird eine Ersatz-Zielfunktion mit einem kontinuierlichen Definitionsbereich innerhalb der Grenzen $\Delta P_{G,i}^{min}$ and $\Delta P_{G,i}^{max}$ eingeführt. Es wird nur das Kraftwerk *i* betrachtet. Unter Berücksichtigung von (3.30) ergibt sich das folgende Optimierungsproblem:

$$\begin{aligned} &\text{Minimiere} && C_i^{abs}\left(\Delta P_{G,i}\right) \\ &\text{mit} && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ &\text{und} && \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \end{aligned} \tag{3.33}$$

Wird t_i eingeführt, so kann (3.33), ohne die Inhalte des Originalproblems zu verändern, modifiziert werden.

$$\begin{aligned} &\text{Minimiere} && t_i \\ &\text{mit} && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \end{aligned} \tag{3.34}$$

und $\mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}$

sowie $C_i^{abs}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i$

Die neu eingeführte Zielfunktion f(**x**)=t_i beinhaltet die neue Zustandsvariable t_i im Zustandsvektor **x**. Wird die neu entstandene Nebenbedingung mit Hilfe von (3.30) ersetzt, so erhält man (3.35).

$$
\begin{aligned}
&\text{Minimiere} && t_i \\
&\text{mit} && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
&\text{und} && \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \\
&\text{sowie} && L_{i,0}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,0} \\
& && \ldots \\
& && L_{i,j}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,j} \\
& && \ldots \\
& && L_{i,n}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,n}
\end{aligned}
\tag{3.35}
$$

Die in (3.35) neu eingeführten, nur abschnittsweise gültigen, linearen Nebenbedingungen werden im letzten Schritt wie folgt ersetzt.

$$
\begin{aligned}
&\text{Minimiere} && t_i \\
&\text{mit} && \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
&\text{und} && \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \\
&\text{sowie} && L_{i,0}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \\
& && \ldots \\
& && L_{i,j}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \\
& && \ldots \\
& && L_{i,n}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i
\end{aligned}
\tag{3.36}
$$

Dass der Schritt von (3.35) auf (3.36) möglich ist, wird anhand Bild 3.6 erläutert. Dabei gilt die Annahme, dass KW *i* lediglich zwei Angebote abgibt und dass die Zielfunktion damit aus zwei linearen Abschnitten besteht.

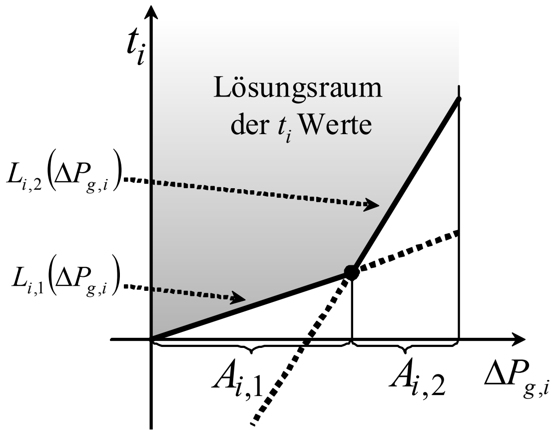


Bild 3.6: Konvexe Zielfunktion - Beispiel mit zwei Angeboten

Bezugnehmend auf (3.35) ergeben sich die folgenden Nebenbedingungen:

$$L_{i,1}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,1} \tag{3.37}$$

$$L_{i,2}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,2} \tag{3.38}$$

Der Wertebereich der Variablen t_i ist somit nach oben unbegrenzt, während die zwei linearen Abschnitte der Zielfunktion den Wertebereich nach unten begrenzen (grauer Bereich in Bild 3.6). Die folgenden zwei Ungleichheitsnebenbedingungen sind aufgrund der Konvexität der Zielfunktion stets erfüllt (s. gepunktete Verlängerung der Abschnitte)

$$L_{i,1}(\Delta P_{G,i}) \leq L_{i,2}(\Delta P_{G,i}) \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,2} \tag{3.39}$$

$$L_{i,2}(\Delta P_{G,i}) \leq L_{i,1}(\Delta P_{G,i}) \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,1} \tag{3.40}$$

Es kann Gleichung (3.37) ersetzt werden durch (3.41).

$$L_{i,1}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,1} \quad \text{oder} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,2} \tag{3.41}$$

Wenn $\Delta P_{G,i} \in A_{i,2}$, ist die Ungleichheitsnebenbedingung (3.41) aufgrund der Forderungen gemäß Ungleichung (3.38) automatisch erfüllt, da Ungleichung (3.39) dann auch gilt. Mit derselben Argumentation kann die Forderung (3.38) auf beide Definitionsbereiche erweitert werden. Somit gilt:

$$L_{i,2}(\Delta P_{G,i}) \leq t_i \quad \text{falls} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,2} \quad \text{oder} \quad \Delta P_{G,i} \in A_{i,1} \tag{3.42}$$

Dann ist (3.42) für den Definitionsbereich $A_{i,1}$ automatisch erfüllt, da (3.37) ebenso wie die Ungleichung (3.40) gilt. Die grafische Interpretation hierzu lautet: Durch eine Erweiterung der linearen Abschnitte auf die beiden jeweiligen Definitionsbereiche (illustriert durch die gestrichelte Linie in Bild 3.6) bleibt der mögliche Wertebereich für t_i – falls die Zielfunktion min t_i nicht betrachtet wird – und damit die Grenzen der Wertebereiche unverändert. Die Erwähnung des Wertebereichs kann somit entfallen und der Übergang von Ungleichung (3.35) nach (3.36) ist möglich.

Es muss an dieser Stelle nochmals erwähnt werden, dass dieser Übergang nur für konvexe Funktionen unproblematisch ist. Bei nicht-konvexen Funktionen können Grenzverschiebungen auftreten und dies könnte zu einer Verfälschung des Originalproblems führen (Bild 3.7).

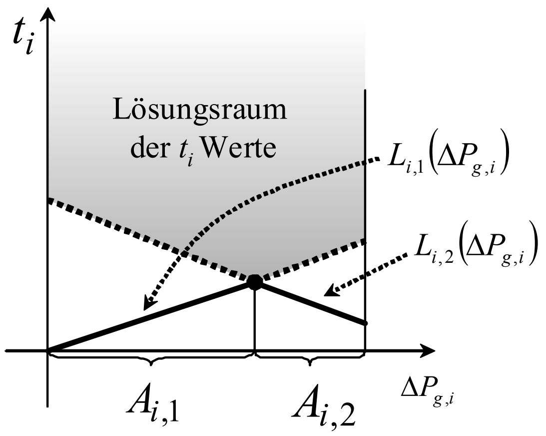


Bild 3.7: Nicht-konvexe Zielfunktion

Bei der hier vorliegenden Problemstellung treten jedoch keine nicht-konvexen Funktionen auf (s. Kapitel 3.4.2.1).

Wird das Optimierungsproblem auf *n* KW erweitert, ist es notwendig einen eigenen Index *j* für jedes KW einzuführen, da jedes KW im Prinzip mit einer unterschiedlichen Anzahl von Angeboten ($=m_i$) im Markt präsent sein kann. Es ergibt sich ein neues Optimierungsproblem mit linearer Zielfunktion und $m=m_1+m_2+...+m_n$ neuen Nebenbedingungen (3.43).

$$
\begin{array}{lll}
\text{Minimiere} & \sum_{i=1}^{n} t_i & \\
\text{mit} & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} & \\
\text{und} & \mathbf{h}(\mathbf{x}) \le \mathbf{0} & \\
\text{sowie} & L_{1,j_1}(\Delta P_{G,1}) \le t_1 & \text{für } j_1 = 1...m_1 \\
 & ... & \\
 & L_{i,j_i}(\Delta P_{G,i}) \le t_i & \text{für } j_i = 1...m_i \\
 & ... & \\
 & L_{n,j_n}(\Delta P_{G,n}) \le t_n & \text{für } j_n = 1...m_n
\end{array}
\tag{3.43}
$$

Die Zielfunktion kann analog erweitert werden, um zusätzlich Lasten zu beinhalten, die Angebote an den entsprechenden *Redispatch*-Märkten abgeben können oder um KW zu berücksichtigen, mit denen bilaterale Verträge über Lastreduktionen existieren. Des Weiteren ist es möglich, die Kosten der Blindleistungsänderungen der KW zu berücksichtigen. Dies ist nur sinnvoll, wenn im vorliegenden Markt die Blindleistungsbereitstellung Kosten für den ÜNB verursacht. Somit ergibt sich die folgende Zielfunktion.

$$\min \sum \underbrace{t_{Pgi}}_{I} + \sum \underbrace{t_{Pli}}_{II} + \sum \underbrace{t_{Qi}}_{III} \tag{3.44}$$

mit den folgenden neuen Ungleichheitsnebenbedingungen:

$$\underbrace{\begin{matrix} \vdots \\ L_{ij}(\Delta P_{gi}) \leq t_{Pgi} \\ \vdots \\ \text{mit } \Delta \mathrm{P}_{\mathrm{gi}} \in A_i \end{matrix}}_{I} \qquad \underbrace{\begin{matrix} \vdots \\ L_{ij}(\Delta P_{li}) \leq t_{Pli} \\ \vdots \\ \text{mit } \Delta \mathrm{P}_{\mathrm{li}} \in B_i \end{matrix}}_{II} \qquad \underbrace{\begin{matrix} \vdots \\ L_{ij}(\Delta Q_{i}) \leq t_{qi} \\ \vdots \\ \text{mit } \Delta \mathrm{Q}_{\mathrm{i}} \in D_i \end{matrix}}_{III} \tag{3.45}$$

Die Lasten geben in derselben Art und Weise ihre Angebote ab wie die KW. Senkt eine Last die Leistung, so ist das äquivalent zu einer entsprechenden Leistungserhöhung eines KW. Daher ergeben sich die Angebotskurven der Lasten aus denjenigen der einspeisenden KW durch Spiegelung an der y-Achse.

Der ÜNB kauft im Rahmen der Systemdienstleistungen bilateral ausgehandelt die Blindleistung ein. Je nachdem wie diese Verträge bzgl. der Abweichungen ausgehandelt wurden, sind in der Optimierung drei mögliche Varianten zu berücksichtigen.

a) **Pauschal**: Es wurde ausgehandelt, dass der ÜNB den ganzen zur Verfügung stehenden Blindleistungsbereich nutzen kann und dies für einen Zeitbereich pauschal bezahlt. In diesem Falle wird die Blindleistung in der Zielfunktion nicht berücksichtigt, da nur Änderungskosten eine Rolle spielen.
b) **Toleranzband**: Der ÜNB besitzt die Möglichkeit in einem vorher ausgehandelten Bereich die Blindleistung kostenfrei umzukonfigurieren (s. Bild 3.8 1).
c) **Direkt:** Es wird jede Leistungsabweichung vom vorher bilateral ausgehandelten Systemdienstleistungsvertrag zwischen KW-Betreiber und ÜNB dem KW-Betreiber vergütet (s. Bild 3.8 2).

Die Einhaltung des Spannungsbandes bei der Optimierung wird durch die Spannungsnebenbedingung erfüllt. In der Blindleistungszielfunktion werden im Wesentlichen die Kosten hierfür abgebildet. In Bild 3.8 sind die Blindleistungs-Angebotskurven der Optimierung zu sehen.

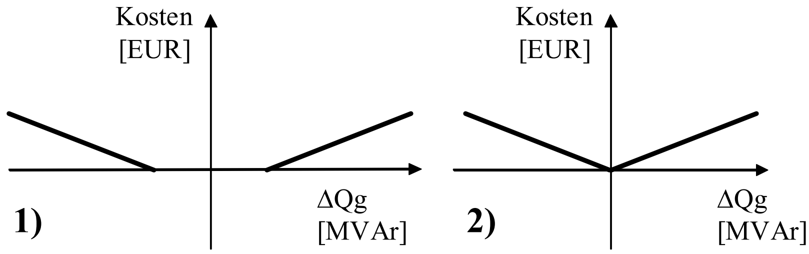


Bild 3.8: Blindleistungs-Angebotskurven: 1) Toleranzband, 2) Direkt

Kommt es zu strategischem Handeln der KW-Betreiber (s. Kapitel 3.4.2.1), so hat dies, wie in Bild 3.9 zu sehen, keinen Einfluss auf die Konvexität der Zielfunktion. Illustriert sind die beiden Fälle, dass die KW-Betreiber zwar gewillt sind, die Erzeugung zu reduzieren, aber nicht bereit sind, dafür zu zahlen (Bild 3.9 a) oder sogar für die Reduktion bezahlt werden wollen (Bild 3.9 b).

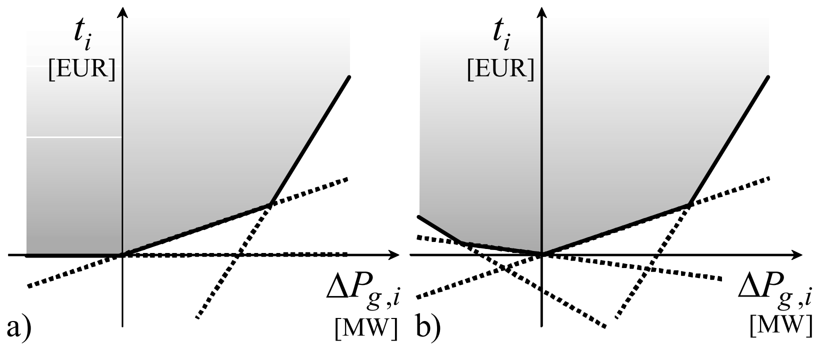


Bild 3.9: Zielfunktion mit strategischen Angeboten

3.4.3 Kopplung

Die Kopplung wird entsprechend (3.23) beispielhaft für ein Zweizonennetz durchgeführt. Die Einteilung in zwei Teilnetze für die beiden Suboptimierungen erfolgt über die Einführung eines fiktiven Knotens auf der Kuppelleitung, wie in Bild 3.10 zu sehen. Dieser Knoten wird dupliziert und der Leistungsfluss wird je nach betrachteter Flussrichtung als Last oder Einspeisung dargestellt.

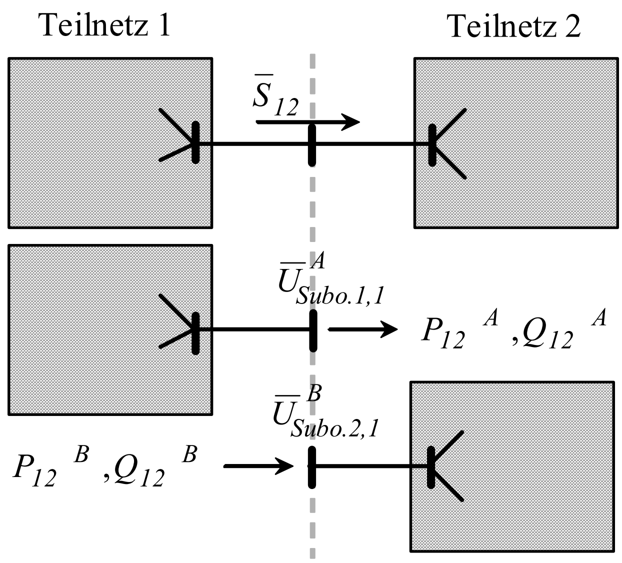


Bild 3.10: Auftrennen des Netzes durch Einfügen eines nicht real existierenden Knotens

Diese Auftrennungsart wird in [89] ebenfalls gewählt. In dieser Arbeit wird als weitere Entkopplungsmethode auch das in [90] verwendete Verfahren untersucht. Dabei wird für jedes Teilnetz die gesamte Kuppelleitung dupliziert und es wird gefordert, dass die Spannungen am Ende der Leitung sowie der Leistungsfluss in beiden Teilsystemen gleich sein müssen. Des Weiteren findet eine neu entwickelte Methode Anwendung. Dabei wird ähnlich wie in [90] die gesamte Kuppelleitung dupliziert, aber anstatt des Leistungsflusses nur noch die Spannungen betrachtet. Es wird gefordert, dass die Spannung am Anfang der einen Leitung mit der Spannung am Ende der duplizierten Leitung übereinstimmen muss (analog Spannung am Ende der Leitung mit dem Anfang der duplizierten Leitung). Durch diese Forderung ist der Leistungsfluss über die Leitung bestimmt. Empirisch wird ermittelt, dass die Methode über die Einführung eines fiktiven Knotens zu den besten Ergebnissen führt. Des Weiteren lässt sich diese Art der Auftrennung auch sehr einfach in das von der UCTE vorgeschlagene DACF integrieren, da beim DACF ebenfalls fiktive Knoten auf der Mitte der Kuppelleitung eingefügt werden. Einen guten Überblick über unterschiedliche Kopplungsvarianten im Bereich der Lastflussmodellierung bietet auch [91]. Die Ergebnisse lassen sich weitestgehend auf das hier vorliegende Kopplungsproblem übertragen. Im Folgenden wird immer die Methode der Einführung eines fiktiven Knotens verwendet.

Es ergibt sich dabei folgende Kopplungsgleichung für die erste Kopplungsbeziehung des Zwei-Zonen-Beispiels aus Kap. 3.3 (zweite Kopplungsbeziehung analog):

$$\hat{\mathbf{x}}^{A}_{Subo.1,1} = \begin{pmatrix} \left|U^{A}_{Subo.1,1}\right| \\ \delta^{A}_{U,Subo.1,1} \\ P^{A}_{Subo.1,1} \\ Q^{A}_{Subo.1,1} \end{pmatrix} \stackrel{!}{=} \begin{pmatrix} \left|U^{B}_{Subo.2,1}\right| \\ \delta^{B}_{U,Subo.2,1} \\ P^{B}_{Subo.2,1} \\ Q^{B}_{Subo.2,1} \end{pmatrix} = \hat{\mathbf{x}}^{B}_{Subo.2,1} \tag{3.46}$$

Dabei wurde eine Index-Vereinheitlichung bzgl. des Leistungsflusses '12' in 'Subo.x,1' durchgeführt.

3.4.4 Modifikationen zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften

Die Gesamtzahl der Kopplungen über alle Kuppelleitungen ist für das Konvergenzverhalten und die Konvergenzgeschwindigkeit des Verfahrens entscheidend. Aus diesem Grunde zielen alle folgenden, kombiniert oder auch einzeln durchführbaren, Maßnahmen darauf ab, die Anzahl der Kopplungen insgesamt möglichst minimal zu halten. Es existieren folgende Vereinfachungs- bzw. auch Modellierungsmöglichkeiten:

- |S| der überlasteten Leitungen wird auf 100 % der (n-1)-Grenze festgelegt. Dabei ist der Übergang von P,Q auf |S| und $\angle$S erforderlich. Ziel der Optimierung ist es aus Sicht des ÜNB, den NE mit minimalem Kostenaufwand zu beseitigen und dabei den Handel möglichst wenig zu blockieren. Deshalb ist der einzig mögliche Wert für eine Optimierung 100% und ist es zulässig diese Grenze festzuhalten. Es sind daher nur **drei** Werte für die Kopplung jeder überlasteten Kuppelleitung notwendig.

- Eine Variante der obigen Maßnahme ist, da der ÜNB nicht daran interessiert ist, für andere ÜNB Blindleistung bereitzustellen und zu übertragen, den Übergang von P, Q auf |S|, $\angle$S nicht durchzuführen und Q auf einen möglichst minimalen, bilateral zwischen jeweils zwei ÜNB aushandelbaren Wert festzulegen und diesen als feste Grenze für jeweils alle Kuppelleitungen vorzugeben. Der Handel ist maßgeblich daran interessiert Wirkleistung zu übertragen und möchte daher einen maximal großen Wirkleistungswert auf den Kuppelleitungen übertragen. Es kann somit auf den überlasteten Kuppelleitungen die Wirkleistung über die fest vorgegebene Blindleistung bestimmt werden. Es sind damit nur **drei** Werte für die Kopplung aller vorher nicht überlasteten Kuppelleitungen abzustimmen. Für die vor der Optimierung überlasteten Kuppelleitungen sind es sogar nur **zwei** Werte.

- Da der Spannungsbetrag einen geringen Beitrag zum Wirkleistungsfluss liefert [92], kann am fiktiven Knoten, z.B. über eine NB analog zu (3.55), nur eine kleine Toleranz vorgegeben werden, die erst im Verlauf der Iteration zunehmend größer wird. Alternativ kann der Spannungswert auf $|U|=1$ p.u. oder auf den aus dem vorherigen hierarchischen Lastfluss resultierenden Wert für alle fiktiven Knoten der Kuppelleitungen festgehalten werden und ggf. im weiteren Verlauf der Optimierung, wenn die anderen Koppelwerte schon hinreichend übereinstimmen, wieder als freie Variable in die Optimierung einbezogen werden. Somit ergeben sich zunächst nur **drei** Werte für die Kopplung jeder Kuppelleitung.

- Ein Knoten im Netz kann auf einen Spannungswinkel δ_U von 0° festgelegt werden (Ref.-Achse). Dies könnte ein fiktiver Knoten der Kuppelleitung sein. Ein Koppel-Knoten besitzt somit eine zu koordinierende Variable weniger.
- Da in erster Linie der grenzüberschreitende Handel die Richtung des Wirkleistungsflusses bestimmt, sollte die Flussrichtung (positives/negatives P) zumindest für die stark belasteten und überlasteten Leitungen festgelegt werden. Bei schwach belasteten Kuppelleitungen besteht die Möglichkeit, dass es durch die Optimierung zu einer Flussrichtungsumkehr kommt. Um die Ergebnisse der Optimierung nicht zu verfälschen, darf die Flussrichtung auf einer solchen Kuppelleitung nicht festgelegt werden. Durch die Festlegung der Flussrichtung reduziert sich zwar nicht die Anzahl der Werte der Kopplung für eine Kuppelleitung, doch kann das Konvergenzverhalten dennoch verbessert werden. Die Simulationen ergeben, dass besonders am Anfang der Koordinierung das Konvergenzverhalten bei der hierarchischen Optimierung absteigend zickzackförmig verläuft. Dies resultiert daraus, dass die Strafterme in der Zielfunktion nicht stark genug bestrafen und der fiktive Knoten quasi Referenzknotencharakter in Analogie zum Lastflussproblem annimmt. D.h. je nach Bedarf der Optimierung, wirken die fiktiven Knoten als kostenlose Einspeisung oder Last. Dies geht häufig mit einer Richtungsumkehr des Leistungsflusses auf der Kuppelleitung einher. Im nächsten Iterationsschritt wird dieses Verhalten sehr stark bestraft, wodurch sich die Flussrichtung u.U. wieder umkehrt. Durch das Festhalten der Flussrichtung wird dieses Verhalten stark verringert und es kommt zu einem besseren Konvergenzverlauf. Jedoch ist diese Maßnahme nur mit Vorsicht anzuwenden, da bei falscher vorheriger Abschätzung das Ergebnis stark verfälscht werden kann.

Als weitere Modifikation zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften werden die Gewichtungsfaktoren γ und β nicht mehr einheitlich für alle Kopplungsarten gewählt, sondern für jeder Kopplungsart, also P, Q, $|U|$ und δ_U, getrennt. Dies bedeutet, dass Abweichungen bei einzelnen Kopplungsarten stärker vermindert werden können als bei den anderen Arten. Analog dazu wird das Abbruchkriterium (3.20) für jede Kopplungsart getrennt aufgestellt. Somit kann für jede Größe P, Q, |U| oder δ_U die Wichtigkeit der Einhaltung der Kopplung festgelegt werden. Des Weiteren können die Gewichtungsfaktoren optional im Iterationsverlauf vergrößert werden, damit die Einhaltung der Kopplung zunehmend stärker gewichtet wird.

Mehr als drei Regelzonen werden in dieser Arbeit nicht untersucht. Eine entsprechende Erweiterung des Verfahrens auf mehr als drei Zonen stellt jedoch kein Problem dar. Die obig durchgeführten Vereinfachungen der Kopplungsbedingungen erleichtern dies. Die Gewichtungsfaktoren müssen lediglich für eine Grundkonfiguration des Netzes eingestellt werden. Hierbei ist zu erwarten, dass der Schwierigkeitsgrad mit zunehmender Zonenanzahl steigt, da eine größere Anzahl an Kopplungsbedingungen bis zur Konvergenz der hierarchischen Optimierung einzuhalten ist. Ein Ansatz dieses Problem zu umgehen, ist die Kaskadierung der hierarchischen Optimierung. In diesem Falle wird mit Suboptimierungen auf der untersten Ebene gestartet, die wiederum, nachdem das koordinierte Ergebnis der hierarchischen Optimierung vorliegt, zu Gruppen zusammengefasst zu Suboptimierungen auf der nächst höheren Ebene führen usw.. Ein anderer einfacher Ansatz ist eine Beschränkung der detaillierten Modellierung auf Regelzonen, die im Einflussbereich des Netzengpasses liegen. Die weiteren Regelzonen können wie bisher durch eine Ersatznetzdarstellung abgebildet werden.

3.4.4.1 Sonderrolle der Spannungswinkel

Die Festlegung in Kopplungsgleichung (3.46), dass die Spannungswinkel δ_U auf beiden Seiten der aufgetrennten Kuppeleitung gleich sein müssen, ist eine harte Formulierung, die nicht unbedingt in der Form notwendig ist. Dadurch werden die Suboptimierungen gezwungen in ein und demselben Bezugssystem zu arbeiten. Dies führt zu unnötigen Konvergenzschwierigkeiten und einer deutlich höheren Anzahl an Iterationen. Eine Möglichkeit das Konvergenzverhalten zu verbessern ist es, die während des Iterationsverlaufes auftretenden unterschiedlichen Winkelabweichungen zu mitteln und die einzelnen Suboptimierungen um diese gemittelte Differenz zu drehen und damit iterativ die einzelnen Suboptimierungen in ein Bezugssystem zu überführen. Dabei tritt jedoch aufgrund des nur gemittelten Drehwinkels das folgende Problem auf. Während des Iterationsverlaufs ist die Winkelbeziehung noch nicht erfüllt, d.h. es existieren inkonsistente Winkeldifferenzen auf den einzelnen Kuppelleitungen, sodass durch Drehung um einen gemittelten Winkel die Suboptimierung nicht in ein adäquates Bezugssystem überführt werden können. Diese nur näherungsweise passende Drehung stört das Konvergenzverhalten.

Des Weiteren kommt es im Fall von mehr als einem Koppelknoten pro Regelzone (Regelfall, der schon bei drei Regelzonen mit jeweils einer Kuppelleitung zwischen den Regelzonen auftritt) zu Konvergenzproblemen, da die Zielfunktion und die Lastflussnebenbedingungen häufig gegeneinander arbeiten. Jeder Koppelknoten wirkt durch die Bestrafungsterme in der Zielfunktion wie ein Knoten, bei dem alle sechs Größen eines Knotens für den Lastfluss festgehalten werden sollen, wobei Pg=0 und Qg=0 vorgegeben sind. Die Einspeisungen werden bei den Koppelknoten als negative Lasten modelliert. Daher sind nur vier Größen in (3.46) enthalten. Jede Abweichung der Bestrafungsterme der Zielfunktion zieht Kosten nach sich, weshalb die Optimierung die jeweils vier Werte auf beiden Seiten des Koppelknoten stets paarweise möglichst gleich groß zu halten versucht, um somit die in den Bestrafungsterm eingehende Differenz der beiden Werte zu minimieren. Da die Werte der nicht zur jeweiligen Suboptimierung gehörenden Seite des Koppelknotens feststehen, liegen die Werte auf der anderen Seite des Koppelknotens somit auch so gut wie fest. Dadurch bedingt kommt es bei mehr als einem „quasi" festgehaltenen Knoten häufig zu Konvergenzproblemen, da es einer Suboptimierung häufig nicht innerhalb der vorgegebenen maximalen Anzahl von Iterationsschritten gelingt, eine Lösung zu finden. Die komplette hierarchische Optimierung konvergiert damit in solchen Fällen nicht.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass, obwohl die Winkel nur Werte im Definitionsbereich von $-\pi$ bis π annehmen können, die Differenz zweier Winkel (wenn z.B. der erste Winkel in der Nähe von $-\pi$ liegt und der zweite Winkel in der Nähe von π liegt) außerhalb des Definitionsbereichs liegen kann. Zur Vermeidung eines verfälschten Ergebnisses bei der Bildung der gemittelten Winkeldifferenz für die entsprechenden Kuppelleitungen müssen die einzelnen Winkeldifferenzen vor der Mittelwertbildung in den ursprünglichen Definitionsbereich zurückgeführt werden. Durch eine hier neu entwickelte rekursiv arbeitende Funktion, die bei einer Winkeldifferenz größer $\pm\pi$, den Wert $\mp 2\pi$ solange addiert, bis die Winkeldifferenz zwischen $-\pi$ und π liegt, wird dieses Problem gelöst.

Das Konvergenzverhalten kann deutlich verbessert werden, wenn anstatt der Durchführung einer Drehung um einen gemittelten Winkel zur Rückführung der Teilnetze in ein Bezugssystem, der im Folgenden beschriebene neu entwickelte Ansatz gewählt wird. Es wird hierbei zugelassen, dass jede einzelne Suboptimierungen mit einem eigenen Bezugssystem arbeitet. Dies ist möglich, wenn zum einen gleich große Winkelabweichungen auf jeweils parallelen Kuppelleitungen zwischen zwei Zonen auftreten und zum anderen die Winkelabweichungen zwischen mehreren Zonen entsprechend den Gleichungen (3.47) konsistent sind.

Zur Verdeutlichung dieses Sachverhaltes werden in (3.47) beispielhaft die Winkelbeziehungen bei den Spannungswinkel der Kopplung für das im Anhang A dargestellte Drei-Zonen-Netz aufgestellt.

$$\begin{aligned}
0 &= \delta^{B}_{U,Subo.2,1} - \delta^{A}_{U,Subo.1,1} - Diff_1 \\
0 &= \delta^{B}_{U,Subo.2,2} - \delta^{A}_{U,Subo.1,2} - Diff_1 \\
0 &= \delta^{B}_{U,Subo.2,3} - \delta^{A}_{U,Subo.1,3} - Diff_1 \\
0 &= \delta^{B}_{U,Subo.3,4} - \delta^{A}_{U,Subo.1,4} - Diff_2 \\
0 &= \delta^{A}_{U,Subo.3,5} - \delta^{A}_{U,Subo.2,5} + Diff_1 - Diff_2
\end{aligned} \tag{3.47}$$

Die beiden Konstanten $Diff_1$ und $Diff_2$ werden in jeder Suboptimierung als zusätzliche frei einstellbare Größen modelliert. In jeder Suboptimierung sind die Spannungswinkel, die nicht zur Suboptimierung gehören, konstant. Die zur Suboptimierung gehörenden Spannungswinkel sind als Zustandvariablen modelliert. Die Summe des Betragsquadrates der Gleichungen in (3.47) werden um einen Faktor τ gewichtet in die Zielfunktion integriert. Dabei wird der Gewichtungsfaktor τ im Verlauf der Iteration vergrößert, sodass die Einhaltung von (3.47) zunehmend stärker gewichtet wird. In Gleichung (3.48) ist die Ergänzung für die Zielfunktion des Drei-Zonen-Netzes für die Suboptimierung der Regelzone 1 (A.3) gezeigt (Analog für die anderen Suboptimierungen). Dabei sind die Terme mit dem Index k innerhalb der Suboptimierung 1 konstant.

$$\cdots + \tau \cdot \left\| \begin{matrix}
\delta^{B,k}_{U,Subo.2,1} - \delta^{A}_{U,Subo.1,1} - Diff_1 \\
\delta^{B,k}_{U,Subo.2,2} - \delta^{A}_{U,Subo.1,2} - Diff_1 \\
\delta^{B,k}_{U,Subo.2,3} - \delta^{A}_{U,Subo.1,3} - Diff_1 \\
\delta^{B,k}_{U,Subo.3,4} - \delta^{A}_{U,Subo.1,4} - Diff_2 \\
\delta^{A,k}_{U,Subo.3,5} - \delta^{A,k}_{U,Subo.2,5} + Diff_1 - Diff_2
\end{matrix} \right\|^2 \cdots \tag{3.48}$$

In den Kopplungsgleichungen (3.46) entfallen bei dieser Art der Modellierung die Spannungswinkel δ_U in allen Kopplungsgleichungen, sodass der Koordinationsaufwand geringer und das Konvergenzverhalten deutlich verbessert wird.

3.4.5 Nebenbedingungen

Zusätzlich zu den aus der Umwandlung der ursprünglichen Zielfunktion entstandenen Nebenbedingungen sind noch weitere Nebenbedingungen für jede einzelne Suboptimierung notwendig, um das elektrische Energieversorgungssystem für das stationäre Betriebsverhalten ausreichend genau zu beschreiben. Diese Nebenbedingungen werden bewusst möglichst einfach gehalten, um die Komplexität der Suboptimierungen nicht unnötig zu vergrößern sowie um die Geschwindigkeit ebenso wie die Robustheit des Verfahrens zu erhöhen und dennoch unter dieser Maßgabe möglichst genau das Verhalten des Energieversorgungssystems nichtlinear abzubilden.

3.4.5.1 Gleichheitsnebenbedingungen - Lastflussgleichungen

Die Formulierung der Gleicheitsnebenbedingung für die Komponente der Wirkleistung aus den Lastflussgleichungen sieht, falls am Knoten *i* sich KW (analog Lasten) an der Optimierung beteiligen, wie folgt aus.

$$P_{G,i} - P_{L,i} + \Delta P_{G,i} = \mathrm{Re}\left\{ \overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^* \overline{U}_j{}^* \right\} \tag{3.49}$$

Hierbei repräsentiert der Vektor $\Delta P_{G,i}$ den Vektor der KW, die in der Zielfunktion Angebote abgegeben haben.

Wenn am Knoten *i* kein KW beteiligt ist, gilt folgende Nebenbedingung.

$$P_{G,i} - P_{L,i} = \mathrm{Re}\left\{ \overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^* \overline{U}_j{}^* \right\} \tag{3.50}$$

Für die Blindleistungsgleichung der Lastflussgleichungen ergibt sich folgende Gleichheitsnebenbedingung.

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} + \Delta Q_{G,i} = \mathrm{Im}\left\{ \overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^* \overline{U}_j{}^* \right\} \tag{3.51}$$

Durch Einfügen dieser Gleichheitsnebenbedingungen wird das Optimierungssubproblem nichtlinear und vor allem **nicht**-konvex. Dadurch bedingt, erscheint es aus mathematischer Betrachtungsweise falsch, ein Verfahren wie die SQP als Suboptimierungsverfahren zu wählen und auch der hierarchische Optimierungsansatz erfolgt unter der Voraussetzung, dass ein konvexes, nichtlineares Optimierungsproblem vorliegt. Aus elektrotechnischer Sicht kann aber durch Vereinfachungen, die auch bei der Herleitung des schnellen entkoppelten Lastflusses Anwendung finden [92], gezeigt werden, dass weitestgehend von Konvexität des Problems ausgegangen werden kann und somit die SQP und die Theorie der hierarchischen Optimierung anwendbar ist. Dazu werden die Lastflussgleichungen in Polarkoordinaten genutzt.

$$\begin{aligned} P_{G,i} - P_{L,i} &= \sum_{j=1}^{n} |U_i| \cdot |U_j| \cdot y_{ij} \cdot \cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) \\ Q_{G,i} - Q_{L,i} &= \sum_{j=1}^{n} |U_i| \cdot |U_j| \cdot y_{ij} \cdot \sin\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) \end{aligned} \tag{3.52}$$

Näherungsweise können folgende Annahmen gemacht werden:

- Da nur das maßgeblich aus Freileitungen bestehende Hochspannungsnetz betrachtet wird, kann der ohmsche Anteil der Längsimpedanz vernachlässigt werden. $\Rightarrow \theta_{ij} = -90° \quad \forall i \neq j$

- Da auch die Wirkanteile der Queradmittanzen bei Hochspannungsfreileitungen vernachlässigt werden können, ergibt sich ein rein imaginärer Anteil mit positivem Vorzeichen, da bei Freileitungen der kapazitive Anteil überwiegt. $\Rightarrow \theta_{ii} = 90°$

- Die Winkeldifferenz zwischen den Spannungen ist in stark vermaschten Systemen klein, sodass der *cos* der Winkeldiffernz näherungsweise 1 ist, während der *sin* der Winkeldifferenz näherungsweise der Winkeldifferenz entspricht.

Mit diesen Vereinfachungen ergeben sich die Lastflussgleichungen zu:

$$\begin{aligned} P_{G,i} - P_{L,i} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} |U_i| \cdot |U_j| \cdot y_{ij} \cdot \left(\delta_j - \delta_i\right) \\ Q_{G,i} - Q_{L,i} &= -|U_i|^2 \cdot y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} |U_i| \cdot |U_j| \cdot y_{ij} \end{aligned} \tag{3.53}$$

Werden relativ kurze Leitungen als vierte und letzte Randbedingung vorausgesetzt, so kann der Spannungsbetrag |U| in der Nähe von 1 p.u. angenommen werden. Dann ist aus (3.53) ersichtlich, dass die Lastflussgleichungen unter den vorliegenden obigen Randbedingungen näherungsweise zu einer konvexen Problemstellung führen. Durch die Näherungen ergibt sich auch die DC-Lastflussgleichung, die beim linearen OPF Verwendung findet. Je stärker eine der angegebenen Randbedingungen verletzt wird, um so weniger kann von einer konvexen Problemstellung ausgegangen werden.

In der hier verwendeten Optimierung werden dennoch die vollständigen Lastflussgleichungen (3.49) bis (3.51) verwendet, damit die Vorteile wie z.B. eine integrierte Verlustoptimierung zum Tragen kommen und die physikalischen Verhältnisse z.B. Spannungsbeträge genauer abgebildet werden können.

3.4.5.2 Ungleichheitsnebenbedingungen

Neben den schon in Kapitel Zielfunktion zusätzlich eingeführten Ungleichheitsnebenbedingungen (UNB) gibt es noch weitere aus den physikalischen Randbedingungen der Betriebsmittel herrührende UNB.

Es wird dabei anders als in [93] auf eine möglichst einfache Implementierung der Nebenbedingungen Wert gelegt, da die SQP hier als Suboptimierungsverfahren eingesetzt wird und sehr häufig für jede Regelzone und für jeden Iterationsschritt ein robustes und schnelles Ergebnis liefern muss. Deshalb wird der Bereich der (n-1)-Sicherheit statisch durch eine vor der Optimierung durchzuführende Ausfallsimulation berücksichtigt. Sollte nach Ablauf der hierarchischen Optimierung eine betriebliche Grenze aufgrund der Reduzierung der Modellierung auf die wesentlichen Anteile verletzt worden sein, so ist die Optimierung mit neu festgelegten Grenzen für diesen Zeitpunkt noch einmal durchzuführen.

Bei den in der nachfolgenden Gleichung (3.54) beschriebenen Leistungsgrenzen der Betriebsmittel kann analog zu den Lastfluss-Nebenbedingungen von einer geringen Nicht-Konvexität ausgegangen werden.

$$\begin{aligned} S_{ij}^2 &= (\overline{U}_i^* \cdot (\overline{U}_i - \overline{U}_j) \cdot \overline{Y}_{ij} + U_i^2 \cdot Y_{io})^2 \leq S_{ij,\max,n-1-Ausfallsim.}^2 \\ S_{ji}^2 &= (\overline{U}_j^* \cdot (\overline{U}_j - \overline{U}_i) \cdot \overline{Y}_{ij} + U_j^2 \cdot Y_{io})^2 \leq S_{ji,\max,n-1-Ausfallsim.}^2 \end{aligned} \tag{3.54}$$

Hierbei ist nicht die thermische Leistungsgrenze, sondern die sich aus der vorherigen Ausfallsimulation ergebende Grenze einzusetzen. Dabei wird von einem π-Ersatzschaltbild für Leitungen und nichtstufbare Transformatoren wie in [92] ausgegangen (für stufbare Transformatoren s. Kapitel 3.5). Es muss der Fluss am Anfang und auch am Ende des Betriebsmittels auf die Einhaltung der Grenzen überprüft werden.

Weiterhin sind die Spannungsgrenzen der Knoten als Nebenbedingungen berücksichtigt.

$$U_{i,\min,n-1-Ausfallsim.} \leq |U_i| \leq U_{i,\max,n-1-Ausfallsim.} \tag{3.55}$$

Dabei werden auch hier die Grenzen durch die zuvor durchgeführten Ausfallsimulationen bestimmt.

Des Weiteren werden die Angebotsgrenzen sowohl für KW mit Wirkleistungs- als auch mit Blindleistungsangeboten berücksichtigt.

$$\begin{aligned} \Delta P_{G,i}^{\min} &\leq \Delta P_{G,i} \leq \Delta P_{G,i}^{\max} \\ \Delta Q_{G,i}^{\min} &\leq \Delta Q_{G,i} \leq \Delta Q_{G,i}^{\max} \end{aligned} \tag{3.56}$$

Analog gilt dies für am Markt anbietende Lasten. Die Gewährleistung, dass die Angebote in einem erreichbaren Punkt im Betriebsdiagramm des Generators liegen, muss von den Anbietern der Leistung gegeben werden. Falls die Leistung beim Einsatz nicht abrufbar ist, müssen Strafen gezahlt werden. Da die Angebote in Deutschland für jede Viertelstunde abgegeben werden, müssen auch die unter (3.56) angegebenen Leistungsgrenzen für jede Viertelstunde angepasst werden, da sich für den aus dem restlichen bilateralen-/Spothandel resultierenden

Fahrplan jeweils andere Grenzen ergeben können. Es sollte Aufgabe der KW-Betreiber und nicht der ÜNB sein, diese Grenzen mit dem Angebot zusammen einzureichen und zu gewährleisten, dass die Leistung auch abrufbar ist. Dies gilt insbesondere auch für die Berücksichtigung der max. möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeit der KW in den Grenzen der Angebote von Zeitpunkt zu Zeitpunkt.

3.5 Integration von leistungsfluss- und spannungsregelnden Betriebsmitteln

3.5.1 Motivation

Bei den ÜNB liegt aufgrund der gestiegenen Anforderungen an die Flexibilität der Netze ein erhöhtes Interesse am Einsatz sowohl der konventionellen LFRB, wie z.B. der Schrägregler, als auch der LFRB mit Leistungselektronik, der sog. FACTS-Geräte, vor [94]. FACTS-Geräte bieten durch ihre kurzen Reaktionszeiten von einigen zehn Millisekunden [95] nicht nur die Möglichkeit zur schnellen Leistungsfluss- sowie Spannungsregelung, sondern auch zur Stabilitätsverbesserung. Sie stellen somit multifunktionale Betriebsmittel dar, durch deren Einsatz der ÜNB größte Flexibilität erhält. Diesem Vorteil stehen allerdings die im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln höheren Kosten und der komplexeren Betriebsführung gegenüber.

Da es beim Einbau von mehreren nicht miteinander koordinierten FACTS-Geräten zu Falschregeleffekten kommen kann, muss ein koordinierter Einsatz aller FACTS-Geräte gewährleistet sein. In [96] wurde zum ersten Mal eine Koordinierung auf Basis von Fuzzy-Regeln durchgeführt, die in [95] erweitert und im Kontext der autonomen Systeme, angewendet auf das Energieversorgungssystem [97], integriert wurde. In dieser Arbeit wird eine ausschließlich stationäre Betrachtung der FACTS-Geräte durchgeführt, sodass nur Spannungs- und Leistungsflussregelung betrachtet werden. Die Koordinierung beim Einbau von mehreren LFRB erfolgt durch die Nebenbedingungen aller LFRB, die somit den gültigen Lösungsraum in der Optimierung automatisch festlegen.

Bei der Wahl des Einbauortes von FACTS-Geräten spielen viele Kriterien eine Rolle. So wurde in [98] der Einbauort von FACTS-Geräten bzgl. der Dämpfungsmöglichkeiten und der NE-Vermeidung unter der Voraussetzung vollständig bekannter Netzdaten optimiert. Das hier verwendete Verfahren der hierarchischen Optimierung kann allerdings bzgl. der Kriterien der Leistungsflussregelung und der Spannungshaltung ohne Kenntnis aller Netzdaten mögliche Einbauorte für verschiedene NE-Szenarien bewerten.

Da es durch den Einsatz von LFRB möglich ist, den Leistungsfluss gezielt zu verschieben, kann das Netz höher ausgelastet werden. Es findet somit bei der richtigen Wahl des Einbauortes eine Vergleichmäßigung der Auslastung statt. Deshalb können die *Redispatch*-Kosten in der Optimierung verringert werden. Die somit eingesparten Kosten können zur Finanzierung der Betriebsmittel (inkl. Leitungsausbau) genutzt werden (s. Kapitel 4). Der Einbau von LFRB lohnt sich vor allem bei häufig fluktuierend auftretenden NE, weil die Kostenersparnis beim *Redispatch* schon zur Einbaufinanzierung ausreicht. Zusätzlich erhöht sich die Flexibilität bzgl. fluktuierender NE-Situationen. Bei nur sporadisch auftretenden NE wird sich der Einbau von LFRB, insbesondere von FACTS-Geräten, nicht lohnen. Bei permanenten NE ist häufig ein Leitungsausbau günstiger, da in diesem Fall keine flexible Lösung erforderlich ist. Trotzdem kann es sich auch dann lohnen ein LSFB einzubauen, da keine neuen Leitungstrassen, mit den damit verbundenen Komplikationen, genehmigt werden müssen.

3.5.2 Modellierung

In dieser Arbeit werden nicht die detaillierten physikalischen Modelle der LFRB verwendet, da diese häufig zu nichtlinearen und nicht-konvexen Modellierungen innerhalb der Optimierung führen, sondern es wird vereinfachend nur die leistungsflussregelnde Wirkung modelliert. Analog geschieht dies mit den SPRB. Dies hat den Vorteil, dass die Suboptimierungen robuster arbeiten und keine Schwierigkeiten in der hierarchischen Optimierung durch die Nicht-Konvergenz einzelner Suboptimierungen entstehen. Dabei muss in seltenen Fällen in Kauf genommen werden, dass aufgrund der vereinfachten Modellierung physikalische Grenzen verletzt werden und die Optimierung mit kleiner gefassten Grenzen wiederholt werden muss.

Es werden im Folgenden beispielhaft die statischen Modelle zweier FACTS-Geräte näher betrachtet: Das Modell des *Static Var Compensator* SVC, der zu den SPRB gehört und als zweites das Modell des *Unified Power Flow Controller* UPFC, der sowohl zu den SPRB als auch zu den LFRB gehören. Beide FACTS-Geräte können durch ihre Geschwindigkeit zusätzlich auch die Stabilität des Netzes verbessern. Dieser Sachverhalt kann mit dynamischen Modellen näher untersucht werden. Aus den beiden statischen Modellen lassen sich die Modelle anderer FACTS-Geräte ableiten. An dieser Stelle sei auf detaillierte Ausführungen zu Wirkungsweise, Aufbau, Einsatzgebiete und Modellierung [99]-[103] verwiesen.

Des Weiteren entspricht die prinzipielle Modellierung des SVC auch der Modellierung von klassischen Kompensationseinrichtungen sowie die stationäre Modellierung des UPFC auch konventionellen schrägregelnden Transformatoren plus Kompensationseinrichtungen. Die konventionellen Betriebsmittel, d.h. stufbare Transformatoren (Schrägregler) wurden analog zu den FACTS-Geräten implementiert, wobei folgende drei zusätzlichen Randbedingungen gegeben sind:

- Im Anschluss an die Optimierung muss noch eine Diskretisierung bzgl. der Stufenstellung durchgeführt werden, wobei die kontinuierliche Betrachtung der diskreten Schaltstufen aufgrund der geringen Differenz zweier Stufen keinen zu großen Approximationsfehler hervorruft [104]
- Die Grenzen müssen an die Betriebsmittel angepasst werden, da der Arbeitsbereich von FACTS-Geräten zumeist größer ist.
- Es muss die Stufenstellung der vorherigen Optimierung berücksichtigt werden, wenn das konventionelle Betriebsmittel im vorgegebenen Optimierungszeitintervall (z.B. Fahrpläne im 15 Minuten Raster in Deutschland) nicht den ganzen Stufenstellungsbereich erreichen kann. Auf einen Ansatz der dynamischen hierarchischen Optimierung, die nicht nur Zeitpunkte sondern Zeitintervalle berücksichtigt, wird aufgrund der Komplexität des Problems und des in diesem Fall geringen zu erwartenden zusätzlichen Gewinns gegenüber der obigen Modellierung verzichtet.

SVC

Der SVC gehört zur Klasse der parallelen FACTS-Geräte, die ein Knotenelement im Netz darstellen. Er besteht aus Kondensatoren und Induktivitäten, die über Thyristoren so miteinander verschaltet sind, dass sich die Blindleistung in Grenzen variabel einstellen lässt. Es gibt zwei grundsätzliche Modellierungsmöglichkeiten. Das erste Modell betrachtet den SVC als variable Impedanz, die automatisch zur Spannungsregelung angepasst wird. Der Hauptnachteil hierbei ist die Änderung der Knotenadmittanzmatrix bei jeder Variation der Betriebsbedingungen des Netzes. Das zweite Modell betrachtet den SVC als Blindleistungseinspeisung am Knoten, die leicht in den OPF integriert werden kann und deshalb hier Verwendung findet.

$$Q_{i,SVC,\min} \leq Q_{i,SVC} \leq Q_{i,SVC,\max} \tag{3.57}$$

Die minimalen und maximalen Blindleistungseinspeisungen werden über die Referenzspannung der Sammelschiene und die maximal bzw. minimal mögliche Kapazität resp. Induktivität berechnet und müssen im Anschluss an die Optimierung verifiziert werden.

UPFC

Der UPFC gehört zur Klasse der seriell-parallelen FACTS-Geräte und stellt das universellste FACTS-Gerät dar. Es ist damit möglich neben der Spannungsregelung sowohl den Wirkleistungs- als auch den Blindleistungsfluss zu regeln [105],[106]. Der UPFC stellt, da er durch seine universelle Einsetzbarkeit sehr teuer ist und nicht alle Funktionen an einem Ort gebraucht werden, eher ein theoretisches Betriebsmittel mit dem komplexesten Aufbau dar aus dem alle anderen Typen von FACTS-Geräten bzgl. ihrer Wirkung (nicht ihres physikalischen Aufbaus) abgeleitet werden können. Die beiden prinzipiell möglichen physikalischen Aufbauten eines UPFC sind in Bild 3.11 gezeigt [108]. Der UPFC besteht aus zwei Umrichtern, die über eine Gleichstromverbindung mit Kondensator parallel (bei einem in den Längszweig spannungseinprägenden UPFC) oder mit einer in Reihe geschalteten Spule (bei einem in den Längszweig stromeinprägenden UPFC) miteinander verknüpft sind.

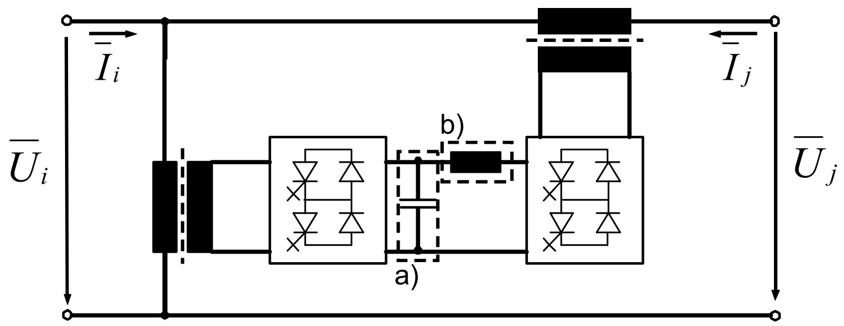


Bild 3.11: UPFC physikalischer Aufbau a) spannungseinprägend b) stromeinprägend [102],[108]

Das hier in der Optimierung verwendete elektrotechnische Modell des UPFC (s. Bild 3.12) lässt sich aus dem sehr einfachen ursprünglich für den Lastfluss verwendeten Modell in [109] ableiten.

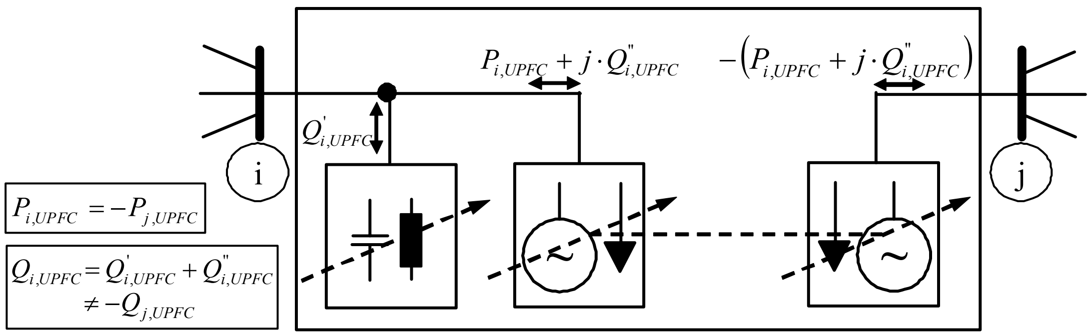


Bild 3.12: Modell des UPFC

Es ist ein entkoppeltes Modell, in dem sich der Wirkleistungsfluss innerhalb vorgegebener Grenzen frei einstellen kann. Dementsprechend wird der jeweilige Knoten i als Last und somit Knoten j als Einspeisung bei der Wirkleistungsflussrichtung von Knoten j nach i interpretiert. Bei Wirkleistungflussrichtungswechsel werden Last- und Einspeiseknoten entsprechend vertauscht. Die Summe der beiden Wirkleistungen ist aufgrund der Wirkleistungsinvarianz des UPFC unter Vernachlässigung der Konverter- und Transformatorverluste null [110]. Somit geht als zusätzliche Gleichheitsnebenbedingung

$$P_{i,UPFC} + P_{j,UPFC} = 0 \tag{3.58}$$

in die Optimierung ein. Der Knoten i kann über den parallelen Transformator unabhängig spannungsgeregelt werden und wird wie in (3.57) mit entsprechend abgeschätzten Grenzen betrachtet. Die Aufgabe der Blindleistungsflussregelung wird in dieser Betrachtung vernachlässigt, da die Hauptaufgabe des UPFC beim NEM immer darin besteht, die maximal freie Stellgröße zur Wirkleistungsflussreglung einzusetzen. Zur Bestimmung der Grenzen

$$\begin{aligned} &P_{i,UPFC,\min} \le P_{i,UPFC} \le P_{i,UPFC,\max} \\ &P_{j,UPFC,\min} \le P_{j,UPFC} \le P_{j,UPFC,\max} \end{aligned} \tag{3.59}$$

wird aus dem Startlastfluss mit zwar eingebautem aber deaktiviertem LFRB, die resultierende Vorbelastung auf der dem LFRB angeschlossenen Leitungen herausgefunden. Über die maximal möglichen Konverterleistungen werden maximal mögliche Abweichungen von der Vorbelastung als Grenzen für die Optimierung bestimmt. Zusätzlich werden diese Grenzen auf die maximale Grenze der angeschlossenen Leitung beschränkt. Im Anschluss an die Optimierung wird über eine genaue Modellierung mit dem *voltage source model* die Einhaltung der Grenzen überprüft.

Alternativ zu dem sehr einfach gehaltenen obigen Modell wird bei erforderlicherer genauerer Modellierung das Leistungsinjektionsmodell [111],[93],[112] verwendet. Bei diesem Modell treten ebenso wie in [98] aufgrund der sich ergebenden sehr großen „fiktiven“ Leistungsinjektionen im Terrawatt-Bereich Skalierungsprobleme in der Optimierung auf. Es besitzt aber den Vorteil, dass die elektrotechnischen Zusammenhänge modelliert sind. Neuere Modellierungen bzgl. der genaueren aber auch komplexeren Modellierung eines UPFC in der Optimierung sind in [113] für einen *interior point OPF* sowie in [114] und [115] zu finden.

In den Gleicheitsnebenbedingungen (3.49)-(3.51) des Lastflusses müssen zusätzlich die Knoten, an denen die FACTS-Geräte angeschlossen sind, berücksichtigt werden.

$$P_{G,i} - P_{L,i} + \Delta P_{G,i} + P_{i,UPFC} = \text{Re}\left\{\overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^{*} \overline{U}_j{}^{*}\right\} \tag{3.60}$$

Wenn am Knoten *i* kein KW beteiligt ist, gilt folgende Nebenbedingung.

$$P_{G,i} - P_{L,i} + P_{i,UPFC} = \text{Re}\left\{\overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^{*} \overline{U}_j{}^{*}\right\} \tag{3.61}$$

Wird das LFRB auf einer Kuppelleitung eingebaut, so muss für die hierarchische Optimierung im Rahmen dieser Arbeit eine alternative Modellierungsmöglichkeit für das LFRB genutzt werden. Die Generator-Last-Modellierung bereitet in diesem Fall Schwierigkeiten, da durch die Kuppelleitungsauftrenung ein isolierter Knoten existiert, an dem immer eine gleich große Last-Generator-Kombination liegen muss. Dadurch bedingt arbeitet das LFRB nicht frei, wie es notwendig wäre, sondern es ist über die Kopplung festgelegt. Abhilfe schafft die übliche Modellierung des LFRB im Lastfluss. Im Verfahrensablauf (s.Bild 3.3) wird vor der Optimierung ein hierarchischer LF durchgeführt. Auf Basis dieses LF wird nach [86] eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt mit dem Ziel die Sollwerte des LFRB, wie in [64] so einzustellen, dass eine möglichst große Verringerung des NE erreicht wird. Innerhalb der hierarchischen Optimierung wird das LFRB in dieser Form modelliert und somit die Wirkungsweise des LFRB vereinfachend, allerdings nur statisch, modelliert wird..

Für die Blindleistungsgleichung der Lastflussgleichungen ergibt sich folgende Gleichheitsnebenbedingung am Knoten *i,* an dem das SPRB liegt.

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} + \Delta Q_{G,i} + Q_{i,SPRB} = \text{Im}\left\{\overline{U}_i \sum_{j=1}^{k} \overline{y}_{i,j}{}^{*} \overline{U}_j{}^{*}\right\} \tag{3.62}$$

3.6 Informationstechnische Umsetzung des Verfahrens

Eine informationstechnische Umsetzung der hierarchischen Optimierung zur NE-Beseitigung ist leicht durchführbar. Aus Tabelle 3.1 kann eine korrespondierende Tabelle für die vorliegende Problemstellung entwickelt werden. Tabelle 3.2 illustriert, dass bei einer Reduktion der zu koppelnden Werte entsprechend Kapitel 3.4.3 auch der Informationsaustausch deutlich reduziert werden kann.

Tabelle 3.2: Datenaustausch zwischen Suboptimierungen und der Koordinierungsstelle

Suboptimierung *i* sendet:	Koordinierungsstelle sendet:	Ziel-koordinierung	APP	ADM
Pro Kuppelleitung max. vier Werte: - Spannungsbetrag - Spannungswinkel - Wirk- und - Blindleistungsfluss	Pro Kuppelleitung max. vier Werte für die jeweiligen Lagrange-Faktoren der Kopplung zu der jeweils zugehörigen Suboptimierung	**X**	**X**	**X**
	Pro Kuppelleitung max. vier Werte, die zu den Werten innerhalb der Suboptimierung korrespondieren: - Spannungsbetrag - Spannungswinkel - Wirk- und - Blindleistungsfluss		**X**	**X**
	Merker: - Abbruchbedingung erfüllt - Abbruch Stufe 1, Start Stufe 2	**X**	**X**	**X**

Bei den Algorithmen APP und ADM werden die doppelten Mengen an Daten von der Koordinierungsstelle zu den Suboptimierungen gesandt als in die Gegenrichtung.

Als Datenübertragungswege bieten sich solche an, die definierte Verzögerungszeiten und konstante Datenübertragungsraten erlauben. Das Internet ist daher weniger geeignet, sondern es kommen vielmehr einzeln geschaltete Leitungen, wie unter der Verwendung des *Asynchron Transfer Mode* (ATM) in Verbindung mit ISDN, zum Einsatz. Näheres zu Übertragungsmöglichkeiten bei verteilten Rechnersystemen in der elektrischen Energieversorgung ist in [116] zu finden.

In der programmiertechnischen Umsetzung der Parallelisierung der einzelnen Suboptimierungen bietet sich der Einsatz von Software-Bibliotheken mit den notwendigen Befehlen für die Koordination des parallelen Ablaufs der Suboptimierungen, der Datensammlung sowie der Weiterleitung von und zu der Koordinierungsstelle an. Geeignete Software-Bibliotheken sind die *Parallel Virtual Machine* (PVM) [117] und das *Message Passing Interface* (MPI) [118]. In [119] wird ein Vergleich zwischen den beiden Software-Bibliotheken durchgeführt. Da die PVM als freie Software verfügbar und in vielen Bereichen im Einsatz ist, wird sie im Rahmen dieser Arbeit auf Anwendbarkeit für energietechnische Problemstellungen, wie die Parallelisierung eines *State Estimators* oder die hierarchische Optimierung, untersucht [120]. Die PVM arbeitet sowohl mit der Programmiersprache Fortran als auch mit C zusammen und benutzt hauptsächlich folgende Funktionen:

- Daten über computerunabhängige Standardschnittstellen komprimieren, versenden und empfangen.
- Prozesse über ein Netzwerk auf einem anderen Computer erzeugen und kontrollieren.

Die hierarchische Optimierung kann dabei folgendermaßen gegliedert werden. Gestartet wird das gesamte System von einem *Master*-Prozess, bei dem auch der Koordinierungs-*Task* und die Abbruchbedingung der Optimierung angesiedelt sind. Dieser *Master*-Prozess startet die *Slave*-Prozesse in den jeweiligen Netzleitzentralen und übermittelt die Startwerte. Danach wartet er auf die Ergebnisse der einzelnen unabhängig auszuführenden und nicht vom *Master*-Prozess einsichtigen Suboptimierungen. Erst wenn die letzte Suboptimierung die aktuellen Kopplungsdaten übermittelt hat, wird die Koordinierung durchgeführt und werden die korrespondierenden Kopplungsdaten sowie die aktualisierten Lagrange-Faktoren der Kopplung an die jeweiligen *Slave*-Prozesse weitergegeben. Dieses Wechselspiel erfolgt solange, bis die Abbruchbedingung im *Master*-Prozess erfüllt ist und die Optimierung somit ein Ergebnis geliefert hat. Die Erfüllung der Abbruchbedingung wird zu den *Slave*-Prozessen gesandt und dabei festgelegt, wie der *Redispatch* für diesen Zeitpunkt auszusehen hat. Die Optimierung erfolgt anschließend für den nächsten Zeitpunkt, bis alle Zeitschritte eines Tages durchlaufen sind. Bild 3.13 illustriert diesen Vorgang.

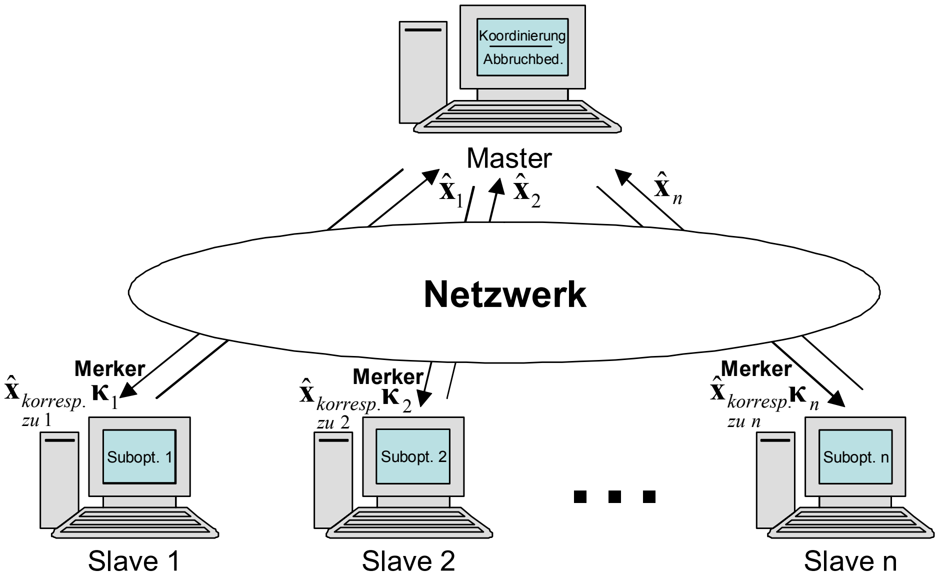


Bild 3.13: Informationsaustausch zwischen den *Tasks*

Zur informationstechnischen Umsetzung des Verfahrens gehört auch ein Visualisierungskonzept, das den einzelnen ÜNB vorausschauend anzeigt, ob bei einer aus dem Handel resultierenden Einspeisesituation ein NE-Problem vorliegt. Dies kann erst gesichert zum letzten Zeitpunkt des Einreichens der Fahrpläne evaluiert werden. Das gesamte neue Visualisierungskonzept auf Basis der *Congestion Clock* (CC), die im Rahmen dieser Arbeit in Kooperation mit einer anderen Dissertation [121] entstanden ist, wird in [122] näher erläutert. Die CC erlaubt in der Visualisierung eine Datenreduktion auf die wesentlichen kritischen Zeitpunkte bzgl. des NEM im Laufe des Tages. Auf Basis der Daten der Lastflussberechnung und der Berechnung des (n-1)-sicheren Betriebszustandes wird die CC gebildet. Die Visualisierung von Überlastungen hat einen geringeren Effekt, wenn korrektive Regelungshandlungen nicht auch dargestellt werden. Aus diesem Grunde ist eine Erweiterung der CC um die Visualisierung der durchgeführten Maßnahmen am Beispiel der Wirkung von LFRB in [123] dargestellt.

Die Anwendung der PVM zum Datenaustausch zwischen Suboptimierungen und Koordinierungsstelle sowie der CC zur vorausschauenden Visualisierung von NE-Problemen ermöglicht eine ganzheitliche Umsetzung des Optimierungsverfahrens.

4 Abrechnungsmodell

4.1 Rahmenbedingungen

Im ersten Teil des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten zweigeteilten NEMS, der hierarchischen Optimierung, wird eine komplexe und daher nicht leicht nachvollziehbare technische Berechnung durchgeführt. Der wesentliche Vorteil, die kostenoptimale NE-Lösung, rechtfertigt an dieser Stelle das nicht leicht nachvollziehbare, aber volkswirtschaftlich sinnvolle Vorgehen. Die bei der NE-Behebung entstehenden Gesamtkosten müssen jedoch möglichst nachvollziehbar auf die Netznutzer umgelegt werden, d.h. im Abrechnungsmodell, dem zweiten Teil des NEMS, ist Transparenz unabdingbar, da hier die einzelnen Netznutzer Benachteiligungen sowie Manipulationsmöglichkeiten fürchten. Da die Ausgestaltung des Marktes eine wichtige Rolle spielt, muss das Abrechnungsverfahren jeweils marktspezifisch entwickelt werden.

Das hier neu entwickelte Abrechnungsmodell basiert auf der deutschen Marktstruktur. Die NE-Kosten werden bis auf die BKV-Ebene zugewiesen. Die Aufteilung der Kosten innerhalb des BK kann nur durch den BKV erfolgen, da allein er die einzelnen Verträge kennt. Die grundlegende Struktur des Abrechnungsmodells kann aber prinzipiell auch auf andere, ähnlich bilateral-orientierte Märkte übertragen werden. Dabei können die Kosten ggf. auch bis zur KW- bzw. Last-Ebene zugewiesen werden.

Grundsätzlich existieren zwei Möglichkeiten, das hier neu vorgestellte zweigeteilte Verfahren in den Markt einzubetten. Bei der ersten Möglichkeit (s. Bild 4.1 a) werden bestehende NE-Verfahren weiter genutzt. Die aus diesen Verfahren entstehenden Gewinne werden für die Finanzierung des *Redispatch* eingesetzt. Das Abrechnungsmodell wird bei dieser Möglichkeit nur verwendet, um die verbleibenden Restkosten - oder -gewinne, falls die Kosten des *Redispatch* geringer ausfallen als die Gewinne aus den NE-Verfahren - verursachergerecht auf die Netznutzer umzulegen. Die zweite Alternative (s. Bild 4.1 b) ist insbesondere dann interessant, wenn die Bestimmung der maximal übertragbaren Leistung von einer Zone in die andere - z.B. bei der Auktion oder dem *Market-Splitting* notwendig - aufgrund des zu erwartenden größeren börsenbasierten Stromhandelvolumens sowie den zunehmenden Unsicherheiten beim Einsatz stochastisch verteilten Energiequellen schwieriger wird. Zusätzlich ist die Komplexität dieses Verfahrens deutlich geringer, d.h. der Markt kann frei, ohne Einschränkungen zonenübergreifend handeln. Erst im Nachhinein werden die NE-Kosten verursachergerecht umgelegt. Dies bedingt ggf. eine langfristige Signalwirkung zur Einspeiseverlagerung der KW. Das Risiko der Planungsunsicherheit des Stromhandels bzgl. der erst im Nachhinein errechneten NE-Kosten könnte ähnlich wie das Risiko eines hohen Spotpreises durch *Hedging*-Geschäfte an einem eigens geschaffenen Markt verkleinert werden. In Bild 4.1 sind beide Varianten zu sehen. Es empfiehlt sich zur Markteinführung die Variante a) zu wählen, da die bestehende Marktstruktur im Wesentlichen beibehalten werden können. Nach Etablierung des Verfahrens kann auf Variante b) umgestiegen werden.

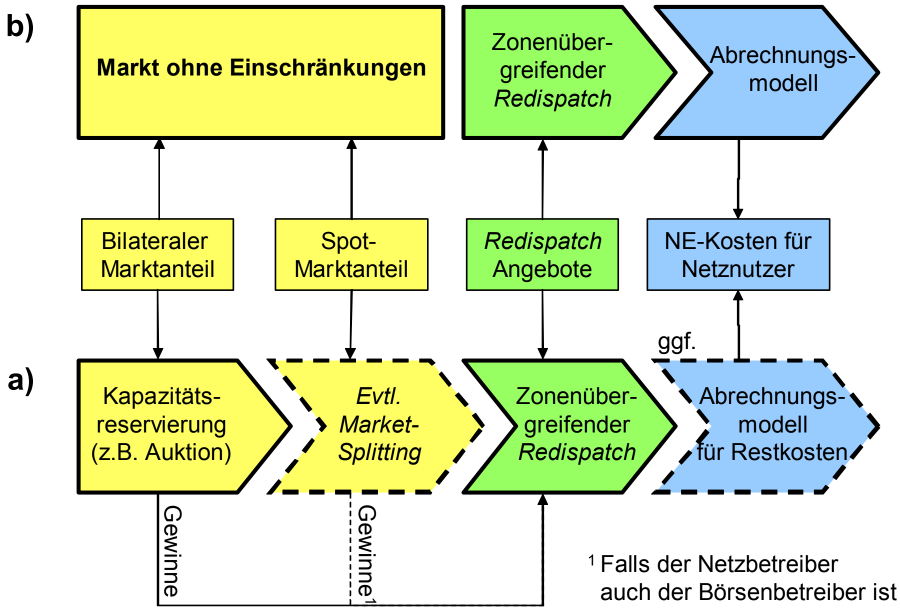


Bild 4.1: Zweistufiger Verfahrensablauf, a) Einbettung in bisherige Praxis, b) Vereinfachung

Beim hier neu entwickelten Ansatz wird bewusst auf die bei einer optimierungsbasierten Lösung des NE nahe liegende Anwendung der Theorie der knotenspezifischen Preise [23] verzichtet. Bei einem Verfahren basierend auf den kotenspezifischen Preisen werden zur Kostenzuweisung die Lagrange-Faktoren des Optimierungsergebnisses verwendet. Alternativ könnte die Anwendung dieser Theorie auf bilateral-orientierte Märkte, wie in [35], Verwendung finden. Jedoch erfolgt die Kostenzuweisung nicht transparent und ist für die Marktteilnehmer äußerst komplex [20], sodass dieses Verfahren von ihnen häufig abgelehnt wird. Soll das Abrechnungsmodell auch zur Finanzierung von kapazitätsvergrößernden Netzinvestitionen (z.B. zum Einbau eines FACTS-Gerätes) benutzt werden, so muss beachtet werden, dass der Einbau der LFRB und der SPRB die Lagrange-Faktoren vergleichmäßigt und somit beim Abrechnungsmodell auf Basis der knotenspezifischen Preise das Ergebnis bzgl. der Verursachung des NE verfälscht. Aus diesen Gründen wird ein übersichtlicheres, auch die wirtschaftlichen Aspekte berücksichtigendes neues Abrechnungsmodell entwickelt.

4.2 Modellierung

Ziel ist es, ein einfaches, möglichst verursachergerechtes Verfahren zu entwickeln, von dem zusätzlich langfristig eine Signalwirkung zur Vergleichmäßigung der Belastung ausgeht. Dies ist durch das gleichmäßige Umlegen der Kosten auf alle Netznutzer über eine Komponente im Netznutzungsentgelt nicht gewährleistet. Es werden zunächst unterschiedliche Grundmodelle für die Abrechnung entwickelt und anschließend kombiniert, damit ein Verfahren entsteht, das allen Marktteilnehmern gerecht wird. Die einzelne Ausgestaltung des Abrechnungsmodells muss von den Marktteilnehmern einmalig zu Beginn des Verfahrens festgelegt werden. Diese gemeinschaftliche Festlegung ist unabdingbar, da je nach Wahl der Ausgestaltung des Verfahrens unterschiedliche Marktteilnehmer leicht bevorzugt oder benachteiligt werden.

Im ersten und einfachsten Modell werden nicht die realen Verhältnisse im Netz betrachtet, sondern die aus den Verträgen resultierenden „theoretischen" Flüsse. Es werden dabei die summierten Austauschfahrpläne $T_{BKV\,i}$ zwischen dem BKV der einen Zone und seinem entsprechenden BKV in der anderen Zone betrachtet. Hierbei werden nur die zwei jeweils unmittelbar am NE beteiligten Zonen (Index A bzw. B) berücksichtigt und die Kosten aufgeteilt. Die Kosten werden unter Berücksichtigung der NE-Richtung der „von"-Seite (Index A) zugeschlagen. Andere Aufteilungsvarianten, wie beispielsweise eine Kostenhalbierung zwischen beiden Zonen, wären auch möglich. Der ÜNB kennt die Austauschfahrpläne aller BKV und kann somit einen Aufteilungsschlüssel dahingehend gestalten, dass die Beteiligung des BKV an den *Redispatch*-Kosten K_{ges} mit wachsendem Austausch steigt.

$$K_{BKV\,i,A} = \frac{T_{BKVi,A \to B}}{\sum_{i=1}^{k} T_{BKVi,A \to B}} \cdot K_{ges} \tag{4.1}$$

Im zweiten Modell werden nur die physikalischen Verhältnisse im Netz betrachtet, d.h. es wird die Netzbelastung und die -topologie berücksichtigt. Die Voraussetzung hierfür ist, dass der ÜNB weiß, welche KW und welche Lasten beim BKV unter Vertrag stehen. Zur besseren Übersichtlichkeit wird vereinfachend angenommen, dass jedes KW resp. Last immer nur einem BK angehört. Um das Verfahren nach der Vereinfachung wieder zu erweitern, muss nur ein zusätzlicher Verteilungsschlüssel eingeführt werden.

Die Berechnung erfolgt auf Basis der Sensitivitätsanalyse unter Nutzung des *Generation Shift Distribution Factor* (GSDF) [124]. Vom GSDF ausgehend, der stark vom gewählten Bezugsknoten abhängig ist, werden drei grundsätzliche physikalische Verteilungsfaktoren berechnet, bei denen diese Abhängigkeit vom Bezugsknoten eliminiert ist. Nach einer kurzen Vorstellung der Sensitivitätsfaktoren werden daraus im Folgenden zwei physikalische Abrechnungsmodelle entwickelt. Für die Bestimmung des GSDF und der jeweiligen Sensitivitätsfaktoren aus dem GSDF wird auf den Anhang B verwiesen.

Der *Generalized Generation Distribution Factor* (GGDF) [124] $GGDF_{ij,k}$ gibt an, wie viel Einfluss ein KW auf eine bestimmte Leitung abhängig vom Belastungszustand besitzt.

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^{n} GGDF_{ij,k} \cdot P_{G,k} \tag{4.2}$$

Der *Generalized Load Distribution Factor* (GLDF) [125] $GLDF_{ij,k}$ gibt analog den Einfluss einer Last auf eine bestimmte Leitung abhängig vom Belastungszustand an.

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^{n} GLDF_{ij,k} \cdot P_{L,k} \tag{4.3}$$

Der *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) [20] gibt den Anteil eines Energietransfers T_{ab} zwischen zwei Knoten auf einer Leitung an und kann aus den GSDF berechnet werden (s. Anhang B).

$$\Delta P_{ij} = PTDF_{ij,ab} \cdot T_{ab} \tag{4.4}$$

Da die Berechnung zonenübergreifend erfolgen muss, wird der Ansatz der hierarchischen Optimierung zur Bestimmung eines hierarchisch durchgeführten Lastflusses – mit nur Kopplungstermen in der Zielfunktion - verwendet. In 3.4.1 muss der Verfahrensablauf daher um die Ausgabe der Sensitivitätsfaktoren für die Abrechnung innerhalb jeder Zone erweitert werden, da vor der Optimierung ein hierarchischer Lastfluss durchgeführt wird, der für das Abrechnungsmodell verwendet wird. Da auch hier der Einsatz der LFRB die Ergebnisse vergleichmäßigt und somit verfremdet, ist es sinnvoll, zumindest die noch nicht über das Verfahren finanzierten LFRB (s. Kapitel 4.3) an dieser Stelle im Lastfluss nicht einzusetzen. Bei zonenübergreifenden NE wird immer die Leitung mit dem am stärksten überlasteten Betriebsmittel als Bezugsleitung gewählt.

Das erste der beiden aus den drei Sensitivitätsfaktoren abgeleiteten physikalischen Modelle verwendet die GGDF und GLDF. Dieses Abrechnungsmodell kann so parametriert werden, dass, je nachdem ob

- nur die KW,
- nur die Lasten oder
- KW und Lasten

innerhalb einer Zone als Verursacher der NE-Situation identifiziert werden, die *Redispatch*-Kosten entsprechend den Sensitivitätsfaktoren zugewiesen werden. Diese Differenzierung ist für die Kostenzuweisung wesentlich, da, obwohl in allen Fällen am Ende immer der Kunde die Kosten zu tragen hat (s. Netznutzungskosten in Kapitel 2.2.1), die identifizierten Verursacher Einfluss bei der Kostenzuweisung auf die einzelnen Kunden haben.

Bei der auf den PTDF beruhenden zweiten Variante des physikalischen Modells wird ohne Fehler angenommen (Beweis s. Anhang B), dass die Transaktion „via" des am höchsten belasteten Betriebsmittels durchgeführt wird. Dabei berechnet die „Von"-Zone vom Knoten bis zum „Via" und die „Nach"-Zone ab dem „Via" den Einfluss auf den NE. Jede Zone weist den jeweiligen „Von"- resp. „Nach"-Knoten die NE-Kosten über den PTDF als Verteilungsschlüssel zu.

Bei beiden Varianten werden alle KW mit signifikantem physikalischem Einfluss auf den NE, nach BKV geordnet, einbezogen. Die Gesamtkosten werden im Anschluss je nach Einfluss auf den NE unter den BKV aufgeteilt und von dort vom BKV auf die BK verteilt.

Als weitere Option wäre es bei allen Varianten möglich, für Flüsse entgegen eines NE eine Vergütung zuzusprechen, damit eine zusätzliche Signalwirkung gegeben ist. Dabei erhöhen sich jedoch die Gesamtkosten für die NE-Beseitigung, wenn die Vergütung als Signalwirkung einen signifikanten Anteil haben soll, erheblich. Dies kann dazu führen, dass im Extremfall ein Marktteilnehmer höhere Kosten als die realen ursprünglich vorhandenen Kosten zur NE-Beseitigung zu tragen hat. Um eine künstliche Erhöhung der Gesamtkosten zu vermeiden, wird im hier entwickelten Ansatz keine Vergütung zugelassen. Allerdings berücksichtigt die alleinige Betrachtung der physikalischen Situation nicht, ob zwischen einem BKV und einer bestimmten Erzeugungseinheit oder einem bestimmten Kunden in der anderen Regelzone tatsächlich ein Vertrag existiert. Aus diesem Grunde wird ein kombiniertes physikalisch-wirtschaftliches Modell entwickelt, das beiden Aspekten Rechnung trägt: Einerseits dem physikalischen Einfluss und andererseits der vertraglichen Verursachung (Bild 4.2).

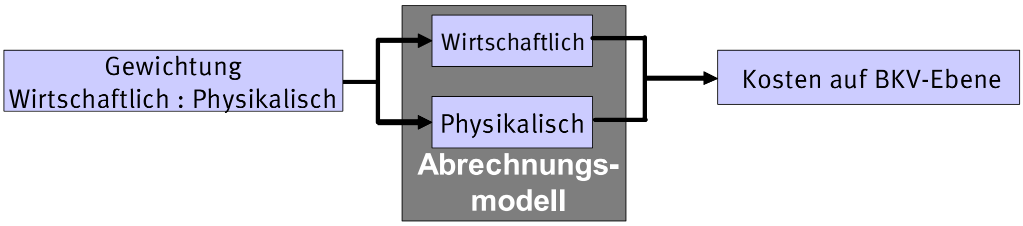


Bild 4.2: Kombiniertes Modell

Es ist darüber hinaus von Vorteil einen Verteilungsfaktor zwischen dem wirtschaftlichen und dem physikalischen Teil der Kostenzuweisung einzuführen. Alle Marktteilnehmer müssen den Verteilungsfaktor in der Praxis für ihren Markt einmalig festlegen. Mit den Gesamtkosten K_{ges} sowie w und p als Verteilungsfaktoren für das wirtschaftliche (w) und physikalische (p) Modell ergeben sich die folgenden Teilkosten:

$$K^{w} = \frac{w}{w+p} \cdot K_{ges}\,;\; K^{p} = \frac{p}{w+p} \cdot K_{ges} \qquad (4.5)$$

Die einzelnen Modelle werden mit diesen Teilkosten berechnet. Damit werden die Kosten eines BKV gemäß des kombinierten Modells durch zwei Komponenten bestimmt:

$$K_{BKV,i} = K^{w}_{BKV,i} + K^{p}_{BKV,i} \qquad (4.6)$$

4.3 Finanzierungsmöglichkeiten von netzkapazitätserweiternden Maßnahmen

Bei permanent oder häufig vorliegenden NE-Situationen ist es sinnvoll netzkapazitätserweiternde Maßnahmen (KEM) durchzuführen. Der Zubau von Leitungen sowie der Einbau von LFRB oder SPRB sind Beispiele solcher KEM.

Es gibt zwei grundlegende Arten diese Maßnahmen zu finanzieren. Die erste Möglichkeit ist, dass diejenigen Netznutzer, die von der KEM profitieren, diese direkt finanzieren. Dabei muss gewährleistet sein, da die Netzhoheit beim ÜNB liegt, dass stets der betreffende ÜNB die Betriebsmittel betreibt. Wäre dies nicht der Fall, könnte die Sicherheit des Netzbetriebes nicht mehr gewährleistet werden und könnte es zu Markt-manipulierendem Verhalten seitens der jeweiligen Netznutzer kommen. Als Beispiel hierfür wäre das folgende Szenario zu nennen: Einbau eines LFRB und dessen Einsatz auf eine Art und Weise, dass konkurrierende Marktteilnehmer aufgrund von konstruierten physikalischen NE behindert werden.

Da die Netznutzer nur ungern eine Maßnahme finanzieren, die Betriebshoheit aber an den ÜNB abgeben, ist die zweite Art der Finanzierung realistischer, dass der ÜNB oder die ÜNB untereinander koordiniert die KEM durchführen und diese Maßnahme vorfinanzieren. Dabei wird z.B. der Einbauort eines LFRB so gewählt, dass möglichst viele Netznutzer einen Vorteil daraus ziehen können. Die Durchführung solcher Maßnahmen führt zunächst zu Kosten für den ÜNB, einerseits direkt für die Investitionen in diese Maßnahmen und andererseits für die laufenden Kosten. Diese Kosten müssen dem ÜNB im Nachhinein erstattet werden. Der einfachste Weg zur Finanzierung der KEM wäre die Kosten auf alle Netznutzer umzulegen. Da aber nicht alle Netznutzer gleichermaßen von der KEM profitieren, ist dieses Vorgehen ungerecht.

Daher wird im Folgenden ein Verfahren zur Finanzierung von KEM über das hier neu entwickelte NEMS vorgestellt. Dabei wird eine Möglichkeit aufgezeigt, wie das hier entwickelte NEMS um eine einfache, transparente und verursachergerechte Komponente zur Finanzierung von KEM erweitert werden kann. Zusätzlich sind im Anhang C zusammenfassend und modifiziert die in [126] ausführlich vorgestellten Finanzierungsmöglichkeiten eines UPFC über bestehende NEMS mit der Erweiterung auf alle KEM und die in [126] noch nicht betrachteten Verfahren der *knotenspezifischen Preise* sowie das *Market Splitting* dargestellt.

Das hier entwickelte, erstmals in [126] vorgestellte, verursachergerechte Verfahren basiert auf dem Ansatz, dass die *Redispatch*-Kosten zunächst solange so hoch gehalten werden, wie vor der Durchführung der KEM, bis die KEM finanziert ist. Aus diesem Grund wird die Optimierung zweimal durchgeführt: Einmal mit der tatsächlich vorhandenen momentanen Netzkonfiguration, d.h. mit der neu durchgeführten KEM, wodurch die realen *Redispatch*-Kosten des ÜNB bestimmt werden und das andere Mal für die virtuelle Situation ohne durchgeführte KEM. Die Differenz zwischen virtuellen und realen Kosten kann vom ÜNB zur Finanzierung der KEM genutzt werden. Die virtuelle Rechnung wird solange simultan durchgeführt bis die KEM komplett finanziert ist. Dabei ist über das Abrechnungsmodell gewährleistet, dass nur die Netznutzer, die auch von der Durchführung der KEM profitieren, an den Kosten beteiligt werden. Besonders jene Marktteilnehmer, die ständig hohe Kosten zu tragen haben, profitieren von der KEM. Wird z.B. ein FACTS-Gerät eingebaut, so kann die Schwankung der Preise im NE-Fall eingedämmt werden. Diese Tatsache kommt zusätzlich den Marktteilnehmern entgegen, die schwankende Kosten zu tragen haben, da sie aufgrund relativ konstanter Preise ein gewisses Maß an Planungssicherheit bekommen.

5 Verifikation des Optimierungsmodells

Für die Verifikation des in Kapitel 3 und 4 erläuterten Verfahrensansatzes wurde eine Simulationsumgebung, die Netzberechnungs-Toolbox (NBT) [127], unter Verwendung von MATLAB® entwickelt. Dabei wird als Suboptimierungsfunktion die Funktion „*fmincon*“ der MATLAB®-Optimierungs-Toolbox [128] verwendet. Die Funktion wird als *Medium-Scale*-Algorithmus ausgeführt. Dies bedeutet, dass die SQP mit der BFGS-Formulierung[1] des numerischen *Updates* der Hessischen Matrix durchgeführt wird [76],[128]. Die Gradienten der Zielfunktionen sowie der Nebenbedingungen werden analytisch vorgegeben. Dabei wird bei der Implementierung Wert darauf gelegt, dass die zur Verifikation herangezogene globale Optimierung über alle Regelzonen immer dieselben Nebenbedingungen und analytischen Gradienten benutzt wie die hierarchische Optimierung. Die hierarchische Optimierung wird aufgrund der einfacheren Handhabung bei der Entwicklung sequentiell und nicht parallel implementiert. Das System wird jedoch so entwickelt, dass sich die Parallelisierung gegebenenfalls leicht durchführen lässt. Die hier angegeben Optimierungszeiten ergeben sich durch die Aufsummierung der Zeiten für die Durchführung der jeweils langsamsten Suboptimierung der einzelnen Iterationsschritte. Somit entsprechen die angegebenen Zeiten in etwa den Zeiten einer parallel durchgeführten hierarchischen Optimierung ohne Berücksichtigung der notwendigen Kommunikationszeiten. Die Untersuchungen werden an einem Intel Pentium 4 Rechner mit 3000 MHZ und 512 MB RAM durchgeführt.

Als Testnetz wird zunächst zur Validierung des entwickelten Modells und zur Illustration der Konvergenzeigenschaften ein 15-knotiges Netz s. Bild 5.1 mit drei Zonen und jeweils einer Kopplung benutzt. Es liegt ein NE auf der Leitung zwischen Knoten 11 und Knoten 2 in Richtung Zone 1 von 137 %[2] vor. Dadurch bedingt ist am Knoten 2 die Spannung mit 0,89 p.u. auf einen nicht mehr tolerierbaren Wert eingebrochen. Die Daten des Netzes sowie die Angebote zur Erzeugungsverlagerung sind im Anhang D zu finden.

---

[1] Benannt nach den Erfindern Broydon, Fletcher, Goldfarb und Shanno

[2] Diese Angabe ist auf das Sij,max bezogen, das nach der durchgeführten (n-1)-Simulation vorliegt und nicht auf die maximale thermische Leistung der Leitung

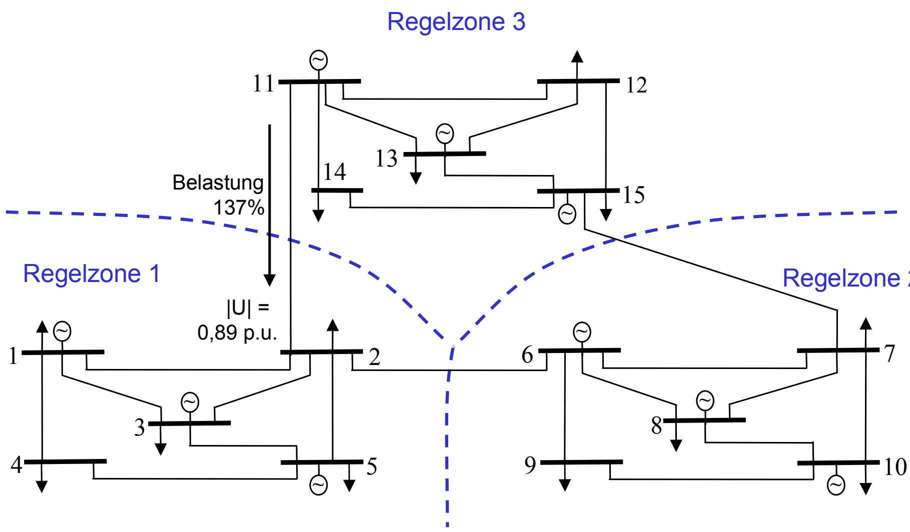


Bild 5.1 15-knotiges Testnetz mit drei Zonen

Im weiteren Verlauf wird das IEEE RTS-Testnetz [129] eingesetzt. Die bei der Verwendung des Netzes vorgenommenen Veränderungen zur Herstellung von NE-Situationen (Belastungszustand) sind im Anhang E dargestellt. In Bild 5.2 sind schematisch die Zoneneinteilung und die Nummerierung der Kuppelleitungen sowie Ort, Richtung und Höhe der untersuchten NE zu sehen. Bei beiden NE-Fällen liegt ein Leistungsfluss in Richtung Regelzone 2 vor. In der ersten Simulation tritt der NE aufgrund des sich aus der Fahrplanabgabe ergebenden Lastflusses auf der Leitung zwischen Knoten 7 und Knoten 27 mit 122 % Belastung bezogen auf die thermischen Dauerbelastungsgrenze auf. Durch den zusätzlich zu berücksichtigenden möglichen Ausfall eines Betriebsmittels mit der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung[3] ergibt sich eine NE-Situation auf der Leitung von 195 % bezogen auf die thermische Belastungsgrenze, die gelöst werden muss. Sie kann bereits in der auf freiwilligen Angeboten basierenden ersten Stufe der hierarchischen Optimierung gelöst werden (s. Bild 3.3). Bei der zweiten Simulation liegt ein NE auf der Leitung zwischen Knoten 66 und Knoten 47 mit 159 % bzgl. der thermischen Dauerbelastungsgrenze vor. Dies entspricht einer zu lösenden NE-Situation nach der Ausfallsimulation[3] von 210%. Dieser NE kann erst in der zweiten Stufe der hierarchischen Optimierung mit den verpflichtend abzugebenden Angeboten aller KW gelöst (s. Kapitel 3.4.2.1) werden[4].

---

[3] Werte hier abgeschätzt

[4] Vereinfacht wird für die zweite Stufe der hierarchischen Optimierung derselbe Angebotsvektor wie für die erste Stufe gewählt.

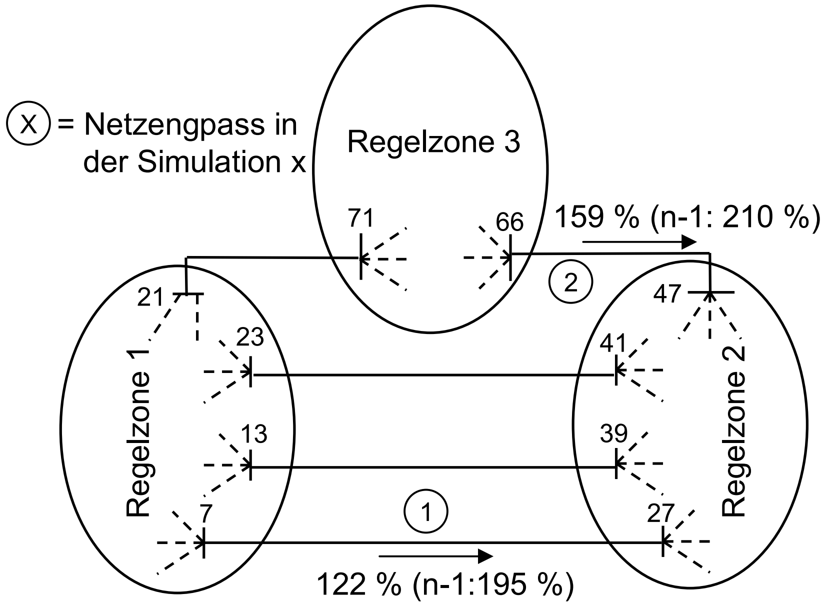


Bild 5.2 Schematische zonenbezogene Darstellung des Testnetzes

Die Wirkleistungsangebote der Kraftwerke werden aus verschiedenen *online*-verfügbaren Daten bzgl. der *Market-Clearing*-Preise von *Balance*-Märkten sowie der Volumina der Angebote abgeschätzt. Die Blindleistungsangebote werden auf Basis der öffentlich verfügbaren, vom ÜNB in Rechnung gestellten, unzulässigen Blindleistungslieferungen an Kunden festgelegt. Dabei wird angenommen, dass die Kosten für den Blindleistungseinkauf für den ÜNB bei ca. einem Drittel bis der Hälfte seiner Verkaufskosten liegen. Es werden deshalb vereinfachend für alle KW dieselben Angebote von 0,002 EUR/kVArh angenommen. Des Weiteren wird in allen Simulationen vorausgesetzt, dass jede Blindleistungsänderung der KW vom ÜNB vergütet werden muss, wobei alle KW bzgl. der Blindleistungsänderung an der Optimierung beteiligt werden. Es finden zwei Angebote Verwendung, eins zur Erzeugungssteigerung und eins zur Erzeugungsreduktion, mit jeweils denselben Kosten für die Blindleistungsänderung.

Wichtig für die Ergebnisse der Optimierung sind nicht die absoluten Zahlen der Angebote für die Wirk- und Blindleistung, sondern die richtige Wahl der Relation zwischen Wirk- und Blindleistungsangeboten im Modell. Diese Relation liegt hier bei einem durchschnittlich 10-fach höheren Preis für die Wirkleistungs- gegenüber der Blindleistungsabgabe der KW. Für die Reduktion der Wirkleistung einzelner KW wird eine geringe Vergütung für den ÜNB angenommen (s. Anhang D, E). Strategische Angebote finden keine Verwendung.

Die Startwerte der Lagrange-Faktoren der Kopplung werden mit Null initialisiert (*Flat*-Start). Allerdings hat sich in der Praxis gezeigt, dass bei sich wiederholenden Situationen, z.B. bei

NE an derselben Stelle bei ähnlicher Belastungssituation, es sinnvoll ist, die Langragefaktorenstartwerte der Kopplung entsprechend dem Ergebnis der letzten Anwendung zu wählen. Auch ist es günstig ausgehend vom letzten Optimierungsergebnis bei einer ähnlichen Situation zu starten, da die NE häufig in ähnlichen Lastflusssituationen auftreten, als Beispiel sei hier das Auftreten starke Windverhältnisse Samstags nachts in Schwachlastzeiten und daher die große Erzeugung in Gebieten mit hoher Windenergieeinspeisung genannt.

5.1 Validierung des Optimierungsverfahrens und Darstellung der grundlegendenEigenschaften

Zur Validierung des Modells werden die Ergebnisse einer „fiktiven" global durchgeführten Optimierung mit denjenigen der hierarchischen Optimierung für unterschiedliche NE-Situationen verglichen.

Zunächst wird das Konvergenzverhalten für die unterschiedlichen Arten der Kopplung anhand der exemplarisch gegebenen NE-Situation im 15-knotigen Testnetz untersucht sowie die Ergebnisse der Wirkleistungsänderung für die globale und die hierarchische Optimierung einander vergleichend gegenübergestellt. Dabei findet der Algorithmus ADM Verwendung. Die Toleranz für eine zulässige Kopplungsabweichung wird auf 5% festgelegt. Die Gewichtungsfaktoren γ und α sind zu 3,8 gewählt. Dabei wird α über den Russischen Subgradienten ab dem vierten Iterationsschritt aktualisiert. Es wird die Simulation in zwei Varianten, zum einen mit der direkten Kopplung der Spannungswinkel, d.h. die Ergebnisse der einzelnen Suboptimierungen liegen in einem Bezugssystem und zum anderen mit der Zulassung unterschiedlicher Bezugssysteme für die einzelnen Suboptimierungen nach Gleichung (3.48) durchgeführt und gegenüber den Ergebnissen der globalen Optimierung bewertet. Dabei wird der Gewichtungsfaktor zur Einhaltung der Winkelbedingung $\tau = 38$ gewählt, d.h. um einen Faktor 10 größer als die anderen Gewichtungsfaktoren, da die Einhaltung dieser Gleichung für den Erhalt der globalen Zusammenhänge von sehr hoher Relevanz ist. Des Weiteren werden in diesen und allen folgenden Simulationen die Startwerte, als hier neu eingeführte Modifikation zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften, aktualisiert. Dabei bedeutet eine Aktualisierung der Startwerte, dass anstatt immer wieder vom Lastflussergebnis ausgehend die Optimierung durchzuführen vom letzten Ergebnis der Suboptimierung ausgegangen wird. Dies hat den großen Vorteil, dass der Startwert schon näher am Ergebnis liegt und somit eine Zeitersparnis erzielt wird.

In Tabelle 5.1 und dem zugehörigen Bild 5.3 sind die Ergebnisse der Vergleichssimulation gezeigt. In der Tabelle sind die Zeitdauer der hierarchischen Optimierung im Vergleich mit der Anzahl der Iterationsschritte[5] und die entstehenden Kosten sowie die Angabe der nach der Optimierung verbleibenden Überlastsituation in Prozent zu sehen.

Tabelle 5.1: Hierarchische Optimierung mit einem oder mehreren Winkelbezugssystemen für das 15-knotige Testnetz

Simulation	Belastung Ltg. 11-2 [%]	Wirkl.-Kosten [EUR]	Blindl.-Kosten [EUR]	Gesamt-kosten [EUR]	Anz. Iter.	Zeit [s]
a) Ein Bezugsystem	101%	419	95	514	117	12
b) Mehrere Bezugssysteme	100%	370	93	463	24	5
Ref.) Global	100%	306	81	388		1

Die hier neu entwickelte hierarchische Optimierungsmodellierung nach Gleichung (3.48) (Simulation b) besitzt wesentlich bessere Konvergenzeigenschaften bzgl. Zeitdauer und Anzahl der Iterationen als Simulation a. Der Unterschied im Verhältnis der Ergebnisse der beiden hierarchischen Optimierungen zwischen der benötigten Anzahl der Iterationen und der Konvergenzzeit ist durch unterschiedliche Zeitdauern für die einzelnen Suboptimierungen bedingt. Generell gilt für alle nachfolgenden Simulationen, dass das neue Verfahren deutlich robuster arbeitet als das alte Verfahren, bei dem häufig Konvergenzprobleme innerhalb einer Suboptimierung auftreten (s. Kapitel 3.4.4.1).

In Bild 5.3 ist ein Vergleich der Wirkleistungsänderung für die Simulationen a), b) mit dem Referenzfall der globalen Optimierung zu sehen. Es werden im Wesentlichen dieselben KW für den *Redispatch* genutzt.

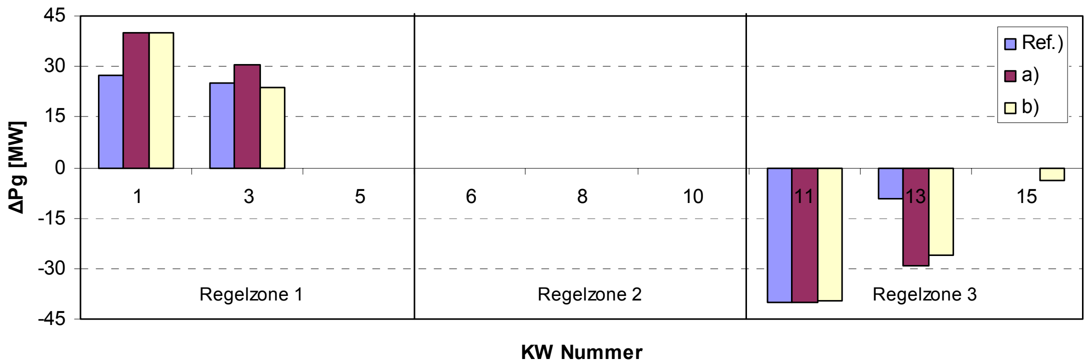


Bild 5.3: Wirkleistungs-*Redispatch* Vergleichssimulation

[5] Ein Iterationsschritt bedeutet bei einem Dreizonen-Netz dreimal die SQP durchzuführen, d.h. jeweils eine SQP für eine Zone

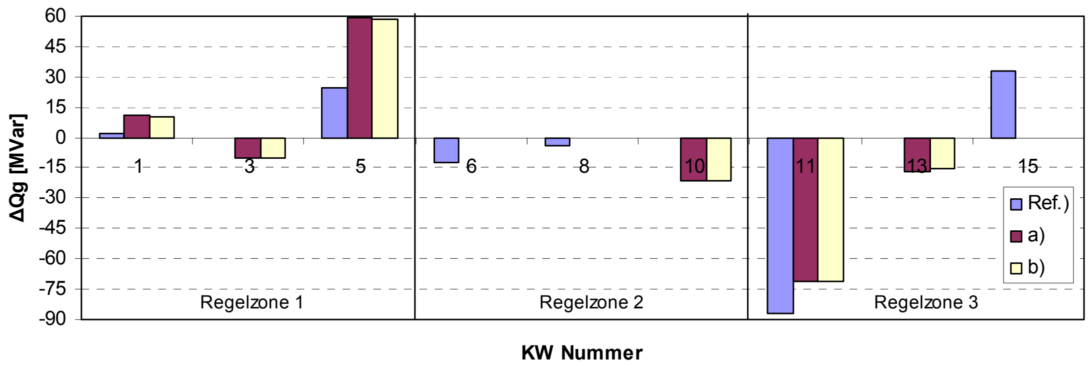


Bild 5.4: Blindleistungs-*Redispatch* Vergleichssimulation

Aufgrund der Annahme einheitlicher Blindleistungs-*Redispatch*-Kosten sowie der Tatsache, dass diese Kosten deutlich kleiner (etwa Faktor 10) als die Wirkleistung-*Redispatch*kosten sind, differieren die Verläufe der Blindleistungs-*Redispatch*-Kosten der globalen und der hierarchischen Optimierung stärker voneinander als diejenigen der entsprechenden Wirkleistungs-*Redispatch*-Kosten (s. Bild 5.4). Dennoch lässt sich feststellen, dass korrekterweise häufig dieselben KW für den Blindleistungs-*Redispatch* bei der globalen Optimierung und bei den anderen Simulationen genutzt werden. Die detaillierten Ergebnisse (z.B. Diagramme der Kosten pro KW) sowie den kompletten Parametersatz sind für diese Simulation und die nachfolgenden Simulationen [127] zu entnehmen.

Die folgenden Simulationen vergleichen für die exemplarisch vorgegebene NE-Situation die Anwendung der beiden Algorithmen ADM und APP. Des Weiteren wird der Zusammenhang zwischen der Wahl der Gewichtungsfaktoren und dem sich daraus ergebenden *Redispatch* illustriert. Dabei wird stets korrekterweise die Leistung in Zone 3 erniedrigt und in Zone 1 erhöht. Die Gewichtungsfaktoren sind bei allen Simulationen zu $\gamma = \alpha = \tau/10$ (bei APP zusätzlich: $\gamma = \beta/2$) gewählt. Von Simulation zu Simulation werden diese Gewichtungsfaktoren sukzessive erhöht. Die Toleranz für eine zulässige Kopplungsabweichung wird auf 5% festgelegt. α wird über den Russischen Subgradienten ab dem vierten Iterationsschritt aktualisiert. Der *Redispatch* wird von der hierarchischen Optimierung zwischen Regelzone 1 und Regelzone 3 durchgeführt. Die Regelzone 2 beteiligt sich dabei so gut wie nicht. In Bild 5.5 sind jeweils die Summe des Wirkleistungs-*Redispatch* gegenüber der Variation der Gewichtungsfaktoren für den Algorithmus ADM aufgetragen (Analog Bild 5.6 Algorithmus APP).

Bei beiden Algorithmen entfernt sich mit wachsenden Gewichtungsfaktoren das Ergebnis der hierarchischen Optimierung zunehmend vom Ergebnis der globalen Optimierung.

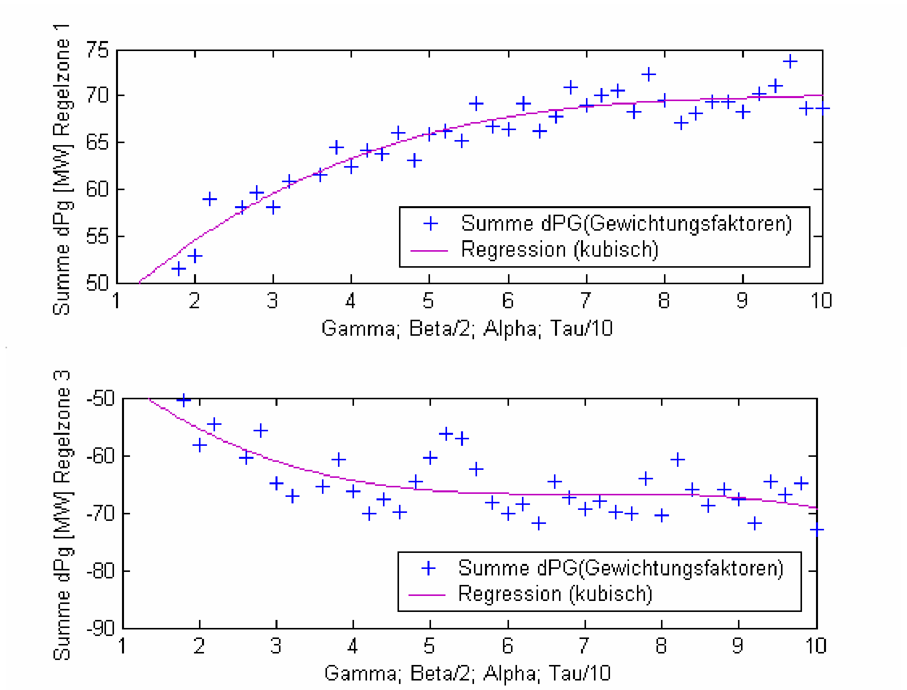


Bild 5.5: Wirkleistungs-*Redispatch* in Abhängigkeit der Gewichtungsfaktoren bei ADM

Bei zu kleinen Gewichtungsfaktoren ergibt sich ein geringerer *Redispatch* als bei der globalen Optimierung. Durch die sehr großen Gewichtungsfaktoren verliert die Minimierung der Kosten für den *Redispatch* gegenüber der Einhaltung der Kopplungsbedingung an Bedeutung. Die Einhaltung der Kopplung hat höchste Priorität.

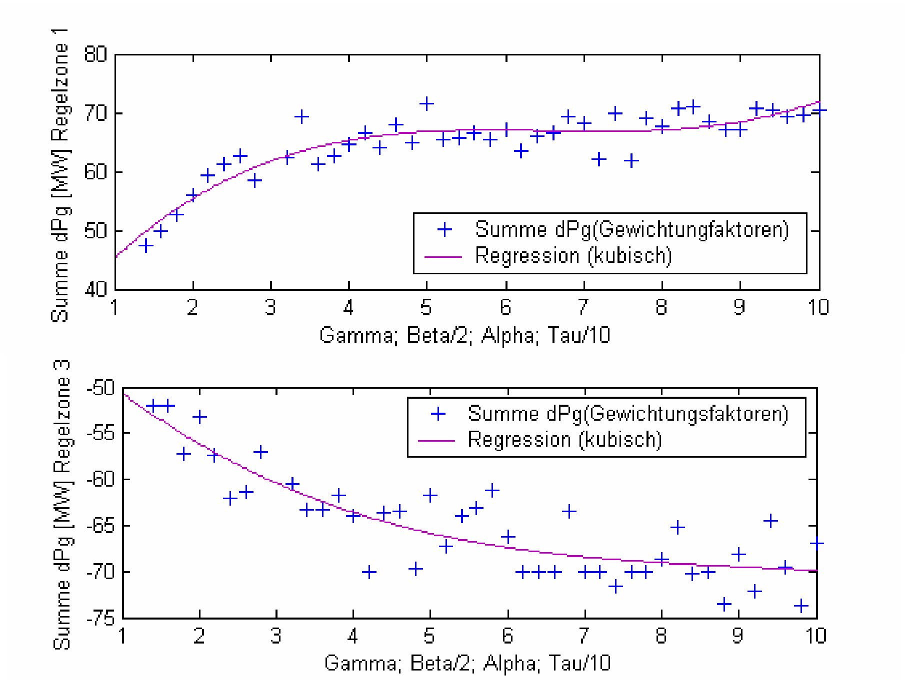
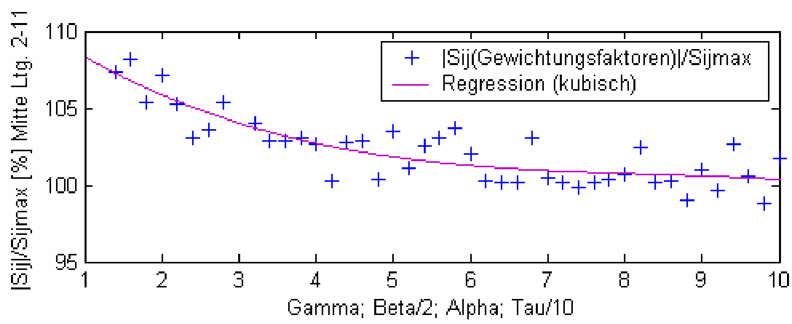
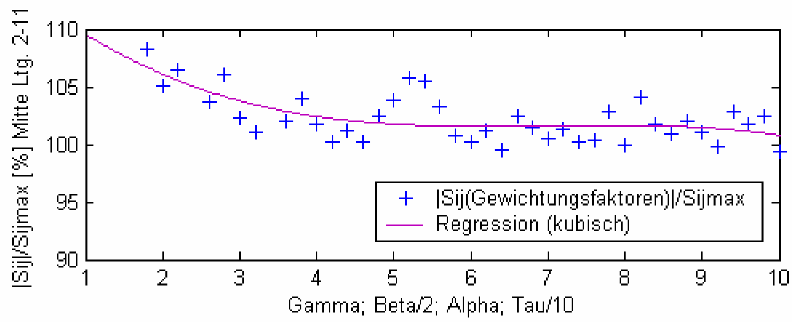


Bild 5.6: Wirkleistungs-*Redispatch* in Abhängigkeit der Gewichtungsfaktoren bei APP

Nach der Optimierung wird ein fiktiver globaler Lastfluss (LF) mit den Ergebnissen der Optimierung durchgeführt, damit wie in der Realität die toleranzbedingten virtuellen Einspeisungen resp. Lasten an den Koppelknoten entfallen. Die beim LF erfolgte Aufnahme der Leistung des Referenzknotens ist beim kleinen Netz vernachlässigbar. In Bild 5.7 sind die Ergebnisse des Leistungsflusses in Prozent von Knoten elf nach zwei auf der Mitte der zuvor überlasteten Leitung gegenüber der Variation der Gewichtungsfaktoren für beide Algorithmen dargestellt.



a)



b)

Bild 5.7: Belastung auf der Mitte der überlasteten Leitung 2-11, a) APP, b) ADM

Es ist zu sehen, dass mit Vergrößerung der Gewichtungsfaktoren die Kopplungsbedingungen immer besser eingehalten werden. Allerdings bedeutet dies einen deutlich größeren Wirkleistungs-*Redispatch*, sodass eine Wahl der Gewichtungsfaktoren zwischen 3 und 8 in beiden Algorithmen einen guten Kompromiss darstellt. In der Praxis muss man zum aus der (n-1)-Ausfallsimulation resultierenden maximalen Belastungszustand noch eine Sicherheitsmarge hinzurechnen, damit die hierarchische Optimierung realistische Ergebnisse liefert.

Beide Algorithmen arbeiten bzgl. der Ergebnisse näherungsweise gleich gut. Allerdings zeigt sich bei diesen exemplarischen Vergleichssimulationen, dass der Median der Anzahl der Iterationsschritte aller Simulationen beim Algorithmus APP deutlich kleiner ist als beim Algorithmus ADM. Ein analoges Verhalten ergibt sich auch beim Vergleich der Zeitdauer der Simulationen(s. Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2: Vergleich APP und ADM

	ADM	APP
Median Anzahl Iterationen:	29	14
Median Zeitdauer [s]:	5,8	2,9

Im Folgenden wird aus diesem Grunde immer der Algorithmus APP verwendet.

Zur Beschreibung des Konvergenzverhaltens wird aus den durchgeführten Vergleichssimulationen diejenige mit dem Algorithmus APP und $\gamma = 6.4$ ausgewählt. Alle Simulationen weisen allerdings ein ähnliches Konvergenzverhalten auf, sodass die Eigenschaften analog übertragbar sind. Ausgewählt wurde diese Simulation lediglich, weil hier zum einen viele möglicherweise auftretende Effekte in einer Simulation vereint sind und weil zum anderen die Anzahl der Iterationen in Relation zum Median gering ist sowie die Kosten einen guten Kompromiss darstellen. In Bild 5.8 ist das Konvergenzverhalten zu sehen.

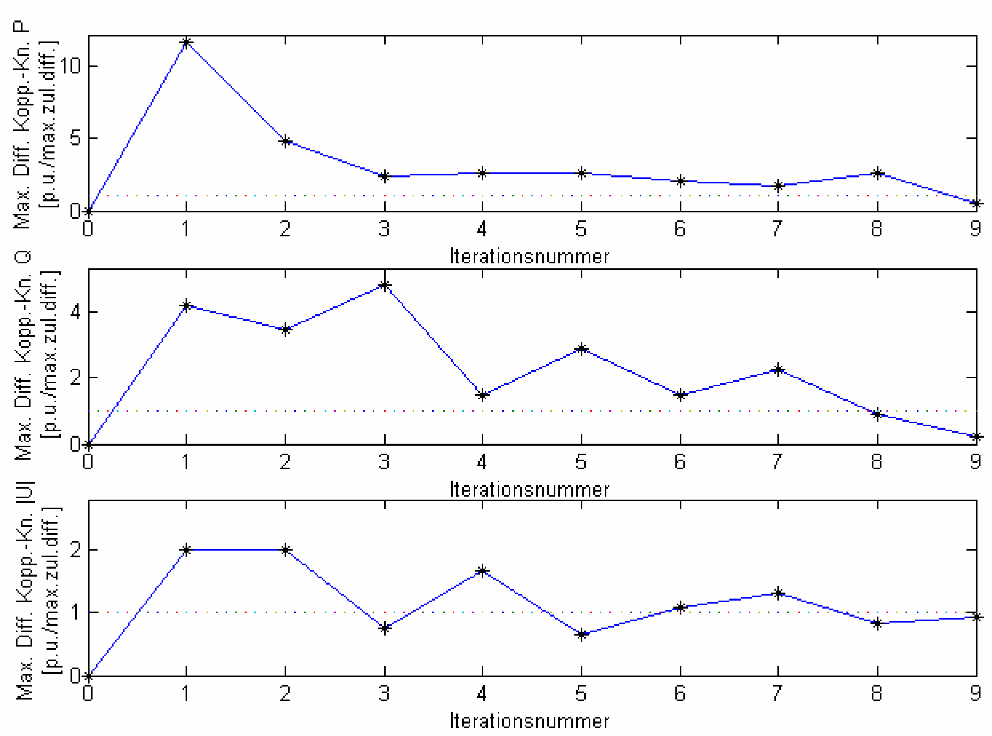


Bild 5.8: Konvergenzverhalten

Aufgetragen ist immer der maximale Betragswert der Differenzen aller Koppelknoten für jeweils eine Kopplungsart (Wirkleistungs-, Blindleistungs- und Spannungskopplungen) für den jeweiligen Iterationsschritt. Die Werte sind auf die als Abbruchbedingung maximal mögliche Kopplungsabweichung bezogen, sodass bei Unterschreitung der 1 (gepunktete Linie) Konvergenz erreicht ist. In der Umsetzung des Verfahrens ist es möglich individuelle Toleranzschranken für P, Q sowie U und damit unterschiedliche Erfüllungsprioritäten vorzugeben. Auf diese Option wird hier allerdings verzichtet und einheitlich 5% gewählt.

Beim Start der Simulation sind die Koppelterme durch die Wahl der Startwerte - Leistungsfluss und Spannungsdaten aus dem Lastfluss - immer erfüllt. Zu Anfang ergeben sich starke Abweichungen, die schon nach den ersten Iterationsschritten für gewöhnlich deutlich minimiert werden. Daraufhin folgt ein sehr flacher Konvergenzverlauf, bei dem sich die Werte unter Umständen auch kurzfristig verschlechtern können. Je härter die Konvergenzbedingung formuliert wird, desto länger dauert es bis dieser flache Verlauf zur Konvergenz führt. Der Wert für die Spannungskopplung läuft im ersten und zweiten Iterationsschritt über die Nebenbedingung der maximalen und minimalen Spannungstoleranz in seine Begrenzung, d.h. die in Kapitel 3.4.4 angegebene Vereinfachung, dass die Koppelknoten engere Spannungsbegrenzungen zur Konvergenzverbesserung erhalten, greift hier. In Bild 5.8 ist zu sehen, dass die Konvergenz schon sehr schnell nach neun Iterationsschritten erreicht ist. Charakteristisch für den Konvergenzverlauf ist das gegenläufige Verhalten, das vom dritten bis fünften Iterationsschritt zwischen den Werten der Spannungs- und Blindleistungskopplungen zu sehen ist. Es wird häufig ein Wert auf Kosten des anderen Wertes verbessert, sodass sich ein absteigender Zick-Zack-Verlauf ergeben kann.

5.2 Illustration der prinzipiell universellen Anwendbarkeit des Verfahrens und Verbesserung der Konvergenzeigenschaften

In der ersten Simulation des komplexeren IEEE RTS 96 Testnetzes wird der NE auf Leitung 7-27 gelöst. Zunächst werden die Ergebnisse der Simulation mit einem festen Winkelbezugssystem für alle Zonen sowie mit einem individuellen Winkelbezugssystem je Zone - neu entwickelter Ansatz entsprechend Kapitel 3.4.4 - untereinander sowie mit den Ergebnissen der globalen Optimierung verglichen. Dabei wird der Gewichtungsfaktor zu γ=600 sowie der Toleranzwert zu 0,1 % eingestellt. Der für die Praxis zu kleine Toleranzwert wird hier bewusst gewählt, um die damit mögliche sehr gute Annäherung der Ergebnisse der hierarchischen an diejenigen der globalen Optimierung zu illustrieren. Es findet der Algorithmus APP Verwendung. Die Gewichtungsfaktoren werden zu $\gamma=\alpha=\beta/2=\tau/8$ eingestellt. Der Russische Subgradient startet ab dem ersten Iterationsschritt. In Tabelle 5.3 und im Bild 5.9 sind die Ergebnisse der Simulation zu sehen.

Tabelle 5.3 veranschaulicht deutlich, wie mit dem neu entwickelten Verfahren unter Zulassung mehrerer Bezugssysteme auch für komplexere Netze eine schnellere Konvergenz erreicht wird.

Tabelle 5.3: Hierarchische Optimierung mit einem und mehreren Winkelbezugssystemen für den NE 7-27 im IEEE RTS 96 Testnetz

Simulation Bezugssysteme	Belastung Ltg. 7-27 [%]	Ref. Kn. 13 bei glob. LF Pg [MW]	Summe Delta Pg [MW]	Wirkl.-Kosten [EUR]	Blindl.-Kosten [EUR]	Gesamt-kosten [EUR]	Anz. Iter.	Zeit [s]
a) Anz. Bez.Sys. =1	101%	18	-36	1830	255	2085	582	746
b) Anz. Bez.Sys. >1	102%	18	-36	1745	226	1971	200	562
Ref.) Global	100%	0	-17	2104	211	2315		31

Beide Verfahren der hierarchischen Optimierung lösen den NE nahezu vollständig unter Erzielung ähnlicher benötigter Kosten wie die globale Optimierung. Wird die Summe der Leistungsabweichungen ΔP_{gi} betrachtet, so ist bei der globalen Optimierung deren Abweichung von Null durch die integrierte Verlustminimierung bedingt.

Die zusätzlichen Abweichungen bei der Summe der Leistungsabweichungen ΔP_{gi} der hierarchischen im Vergleich zur globalen Optimierung ergeben sich durch die Toleranzen des Verfahrens. Wird im Anschluss an die hierarchischen Optimierung ein fiktiver globaler LF zur Überprüfung der Ergebnisse durchgeführt, gibt der Referenzknoten die abweichende Leistungsdifferenz ab. Daher ist die sich nach dem LF ergebende prozentuale Belastung der Leitung immer im Bezug zu den Werten des Referenzknotens zu sehen. In der Praxis muss aus diesen Gründen noch eine zusätzliche Sicherheitsmarge bei der überlasteten Leitung eingehalten werden.

Der in den bestehenden Verfahren des linearen OPF verwendete Ansatz der Kopplung unter direkter Einbindung der Spannungswinkel, d.h. ein Winkelbezugssystem für alle Suboptimierungen, führt in *keiner* Simulation zu besseren Werten bzgl. der Iterationszahl und Zeitdauer der Optimierung. Bezüglich der Wahl der zur NE-Beseitigung benötigten KW verhalten sich, wie in Bild 5.9 zu sehen, beide Verfahren auch in größeren Netzen näherungsweise gleich gut.

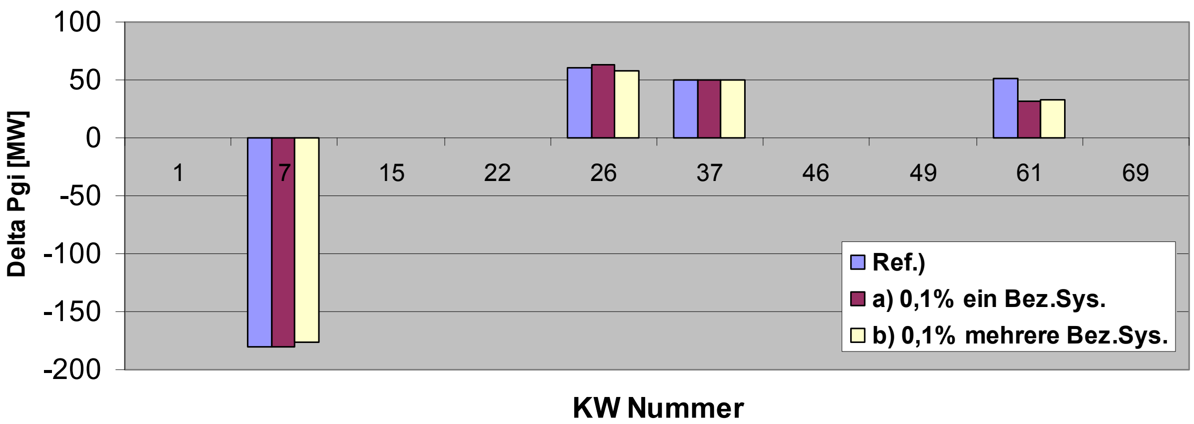


Bild 5.9: Ergebnisse Wirkleistungs-*Redispatch* (Winkelbezugssysteme) NE 7-27

Aus diesem Grunde wird im Folgenden auch beim großen Netz der im Rahmen dieser Arbeit neu entwickelte Kopplungsansatz verwendet.

Einerseits ist die Wahl eines sehr kleinen Toleranzwertes für die Simulationen unsinnig, da der Eingangsdatensatz der Optimierung bereits ungenau ist. Andererseits werden kleine Toleranzwerte bei den Optimierung zur hinreichend genauen Einhaltung von beispielsweise Koppelbedingungen benötigt. Dies illustriert ein Vergleich der nachfolgend beschriebenen Simulation mit der vorherigen, da bereits bei einem Wechsel der Kopplungstoleranz von 0.1% auf 1%, das KW 61 kaum noch verwendet wird, sondern stattdessen das KW 15. Als Kompromiss zwischen diesen beiden unterschiedlichen Tendenzen sowie aufgrund der kürzeren Zeitdauer werden die nachfolgend in Tabelle 5.4 und Bild 5.9 dargestellten Simulationen mit einer Toleranz von 1% durchgeführt. Tabelle 5.4und Bild 5.9 zeigen die Ergebnisse einer Simulation ohne Vereinfachungen a) im Vergleich mit einem exemplarisch zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften modifizierten Modell b). Als Vereinfachung werden dabei die Leistungswerte P, Q des Koppelknoten der überlastete Leitung in den Kopplungsgleichungen nicht mehr berücksichtigt, sondern stattdessen fest vorgegeben (s. Kap. 3.4.4). Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten wird bei der Festlegung von P und Q der cos φ der globalen Lösung verwendet. Die Simulationsergebnisse illustrieren, dass mit einem solchen modifizierten Modell (Simulation b)) bessere Ergebnisse (als bei Simulation a)) erzielt werden. So wird wie im globalen Referenzfall das KW 61 genutzt und der falsche Einsatz des KW 15 fällt deutlich geringer aus als bei Simulation a). Die benötigte Zeitdauer ist bei Simulation b) geringfügig höher als bei Simulation a), da die ersten Simulationsschritte sehr lange dauern. Der Grund hierfür liegt im festgelegten Koppelknoten, der die Konvergenz der Optimierung erschwert.

Tabelle 5.4: Hierarchische Optimierung ohne und mit Vereinfachungen zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften

Simulation Vereinfachungen (mehrere Bezugssysteme)	Belastung Ltg. 7-27 [%]	Wirkl.-Kosten [EUR]	Blindl.-Kosten [EUR]	Gesamtkosten [EUR]	Anz. Iter.	Zeit [s]
a) 1 % Ohne Vereinfachungen	104%	1836	325	2161	17	195
b) 1 % Mit Vereinfachungen	102%	1990	371	2361	23	223
c) 1 % Ohne Russ. Subgrad.	104%	3073	347	3420	85	1514
Ref.) Global	100%	2104	211	2315		31

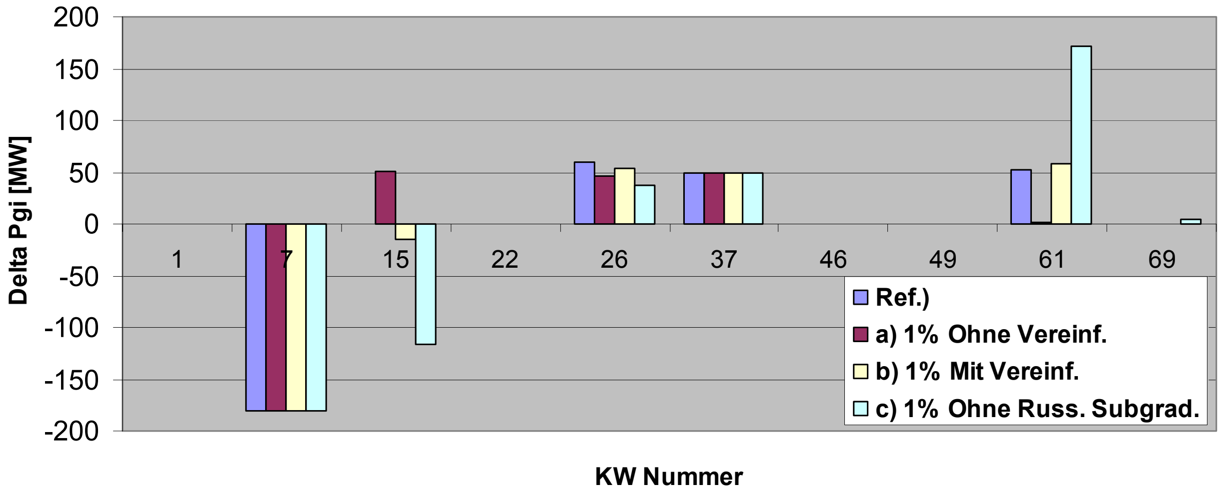


Bild 5.10: Wirkleistungs-*Redispatch* (Vereinfachungen zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften) NE 7-27

Da alle bisher veröffentlichten Ansätze des hierarchischen OPF mit einem festen Gewichtungsfaktor α arbeiten, wird in Tabelle 5.4 und Bild 5.9 eine Simulation mit festem Gewichtungsfaktor α, d.h. ohne Aktualisierung mit dem Russischen Subgradienten (Simulation c)) dem Fall a) mit denselben Parametern, aber Anwendung des Russischen Subgradienten zur α-Aktualisierung ab dem ersten Iterationsschritt, gegenübergestellt. Bei fehlender α-Aktualisierung muss α sehr klein gewählt werden, um Konvergenz zu einem hierarchischen Optimierungsergebnis zu erreichen, das hinreichend genau mit dem globalen Ergebnis übereinstimmt. Aus diesem Grunde wird für die Simulation c) ein feststehendes α= 0,95 gewählt. Der Vergleich der Simulationsergebnisse a) und c) ergibt, dass die Iterationsanzahl bis zur Konvergenz im Fall c) deutlich höher liegt. Dies ist in der durch die Wahl eines kleinen α-Wertes bedingten kleinen Schrittweite begründet. Bei feststehendem α steht auch die Länge der Lagrange-Vektor-Aktualisierung (s. Gleichung (3.15) fest. Zusätzlich sind die Kosten im Fall c) deutlich zu hoch, da das Simulationsergebnis weiter vom Ergebnis der globalen Optimierung entfernt ist als im Fall a). Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die Benutzung des Russischen Subgradienten beim hier neu entwickelten Verfahren eine deutliche Verbesserung der Konvergenzeigenschaften der hierarchischen Optimierung bedingt.

Zur Illustration der allgemeinen Anwendbarkeit des Optimierungsverfahrens wird ein zweiter NE auf der Leitung zwischen den Knoten 66 und 47 simuliert. Aus diesem Grunde wird auch bewusst der Algorithmus APP mit denselben Parameterbeziehungen $\gamma=\alpha=\beta/2=\tau/8$ und einem Russischen Subgradienten ab dem ersten Simulationsschritt wie beim NE auf der Leitung zwischen den Knoten 7 und 27 verwendet. Die besten Ergebnisse werden beim NE auf der

Leitung 66-47 für einen Gewichtungsfaktor γ=300 und eine Toleranz der Kopplungen von 1% erreicht. Die Ergebnisse mit diesem Parametersatz illustrieren Tabelle 5.5 und Bild 5.11.

Tabelle 5.5: Hierarchische im Vergleich mit globaler Optimierung für den NE 66-47

Simulation	Belastung Ltg. 66-47 [%]	Ref. Kn. 13 bei glob. LF Pg [MW]	Summe Delta Pg [MW]	Wirkl.-Kosten [EUR]	Blindl.-Kosten [EUR]	Gesamt-kosten [EUR]	Anz. Iter.	Zeit [s]
a) Gamma=300	103%	38	-105	1784	573	2357	35	330
Ref.) Global	100%	0	-67	2147	381	2528		183

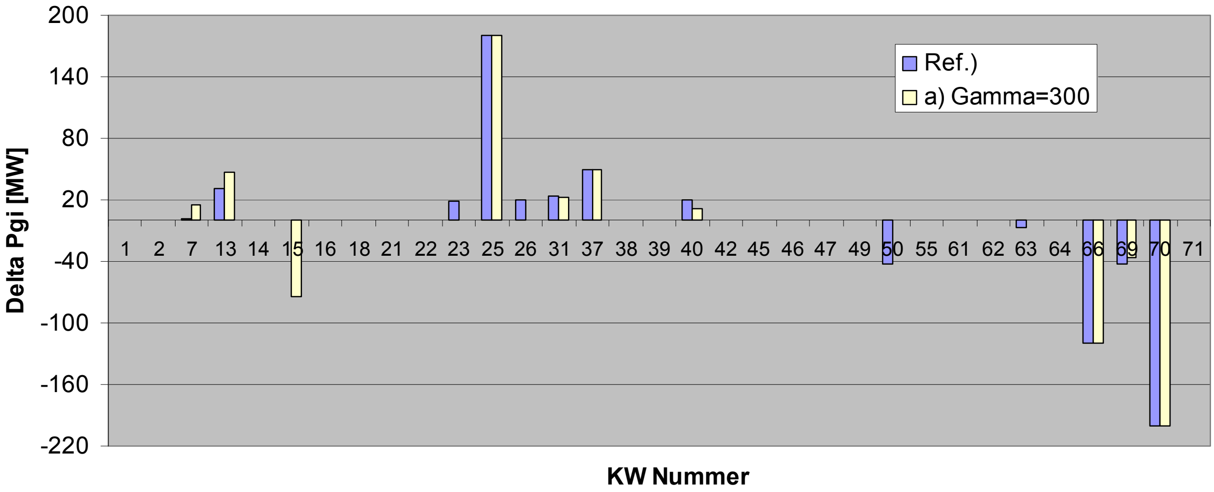


Bild 5.11: Wirkleistungs-*Redispatch* NE 66-47

Die Ergebnisse illustrieren, dass die hierarchische Optimierung auch bei der Beseitigung des NE 66-47 ein annähernd gleiches Verhalten wie die globale Optimierung aufweist. Die aus der Verlustoptimierung resultierende Leistungsdifferenz der Einspeiseverlagerungen ist bei dieser Belastungssituation größer als beim NE 7-27. Sie kann kostenlos zur Beseitigung der NE-Situation beitragen. Auch in diesem Fall ist die globale Optimierung schneller als die hierarchische.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass der hier für das Netz gefundene Parameterzusammenhang für unterschiedliche Netzsituationen gültig ist und lediglich skaliert werden muss (NE 7-27: γ=600, NE 66-47: γ=300). Wenn das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verfahren in der Praxis zur NE-Beseitigung eingesetzt werden soll, empfiehlt sich das folgende Vorgehen: Zunächst sollten Netzdaten aus der Vergangenheit für typische NE-Fälle freigegeben werden, um damit einen zur Behebung aller möglichen NE-Fälle geeigneten Parameterzusammenhang unter Zuhilfenahme der globalen Optimierung als Referenz einzustellen. Dieser Parameterzusammenhang stellt zwar nicht für alle NE-Fälle das Optimum dar, ermöglicht aber bei allen Fällen die NE-Beseitigung. Werden keine Daten aus der Vergangenheit freigegeben und liegt somit kein globaler Referenzfall zur optimalen Einstellung des Parameterzusammenhanges sowie des Parametersatzes vor, so gestaltet sich zwar die Wahl des richtigen Parameterzusammenhanges und -satzes schwieriger, die hierarchische Optimierung kann selbstverständlich dennoch durchgeführt werden.

5.3 Durchführen einer KEM und Abrechnungsmodell

Zur Illustration des Einflusses von KEM wird ein UPFC in die Kuppelleitung 23-41 eingebaut. Die Ergebnisse der Simulationen mit eingebautem UPFC sind in Tabelle 5.6 und Bild 5.12 im Vergleich mit den Simulationsergebnissen ohne UPFC dargestellt. Dabei wird derselbe Parameterzusammenhang von $\gamma=\alpha=\beta/2=\tau/8$ wie bei allen vorherigen Simulationen sowie $\gamma=600$ und eine Toleranz von 1 % gewählt.

Tabelle 5.6: Simulationsergebnisse mit eingebautem UPFC auf Leitung 23-41 und NE 7-27

Simulation UPFC (UPFC zwischen 23-41)	Belastung Ltg. 7-27 [%]	Wirkl.-Kosten [EUR]	Blindl.-Kosten [EUR]	Gesamt-kosten [EUR]	Anz. Iter.	Zeit [s]
a) Hierarch. Opt. m. UPFC	101%	1533	290	1852	27	561
b) Hierarch. Opt. o. UPFC	104%	1836	325	2161	17	195
Ref. a) Global m. UPFC	100%	1470	194	1664		21
Ref. b) Global o. UPFC	100%	2104	211	2315		31

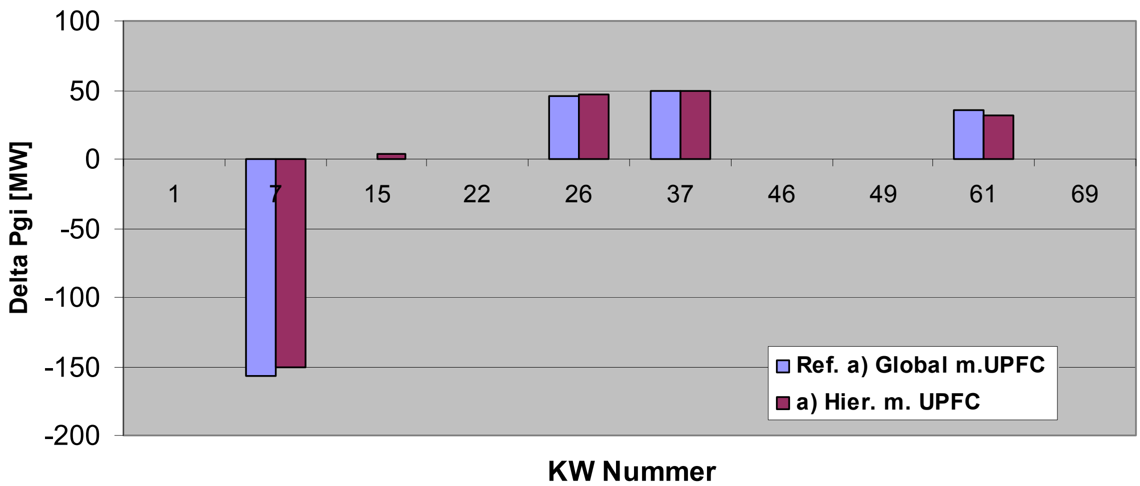


Bild 5.12: Wirkleistungs-*Redispatch* NE 7-27 mit eingebautem UPFC

Die Simulationen zeigen, dass die Ergebnisse der hierarchischen und der globalen Optimierung mit UPFC tendenziell übereinstimmen, d.h. auch mit eingebautem UPFC kann die korrekte Funktionsweise der hierarchischen Optimierung verifiziert werden. Allerdings führt der Einbau des UPFC zu deutlich längeren Simulationszeiten bis Konvergenz erreicht wird. Des Weiteren ergibt ein Vergleich der Ergebnisse der Simulationen mit und ohne UPFC sowohl bei der hierarchischen als auch bei der globalen Optimierung, dass der notwendige *Redispatch* und die dabei anfallenden *Redispatch*-Kosten durch den Einsatz des UPFC reduziert werden . Die somit eingesparten Kosten können zur Finanzierung des UPFC genutzt werden (s. Kapitel 4.2). In diesem Zusammenhang erweisen sich jedoch die Modellierungsungenauigkeiten der Simulationen mit der hierarchischen Optimierung als kritisch. Durch die vorgegebenen Toleranzen bei der Einhaltung der Koppelbedingungen sowie bei der Simulationsgenauigkeit ergeben sich für eine einzelne Simulation mit der hierarchischen Optimierung bereits Ungenauigkeiten bei den Kosten. Dies ist insbesondere dadurch bedingt, dass bei manchen KW die Angebote mit hohen Kosten (zweites oder drittes Angebot) verwendet werden müssen. Diese Ungenauigkeiten treten sowohl bei der hierarchischen Simulation mit als auch bei derjenigen ohne UPFC auf, sodass die Differenzbildung der *Redispatch*-Kosten aus den beiden Simulationen mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Zur Erzielung exakter Ergebnisse besteht in diesem Zusammenhang noch Forschungsbedarf.

Zur Erläuterung des Abrechnungsmodells und dessen Varianten wird der NE auf Leitung 7-27 betrachtet. Die Kosten werden auf BKV-Ebene verteilt. Die Zugehörigkeit der einzelnen Lasten und KW zu den BKV/BK sind dem Anhang E zu entnehmen. Als Eingangsdaten für das Abrechnungsmodell werden hier exemplarisch die beiden Simulationsergebnisse der hierarchischen Optimierung bei 1% aus Tabelle 5.6 entnommen: einmal mit UPFC als KEM und einmal ohne UPFC. Die gesamten in diesem Kapitel errechneten Kosten gelten nur für das Zeitintervall (Δt=15 Min.), für das auch der Fahrplan sowie die Simulationsergebnisse gelten. Aus diesem Grunde werden sehr geringe Kosten verursacht und die Einnahmen zu Finanzierung der UPFC scheinen sehr klein. In der Praxis muss die geplante Durchführung einer KEM anhand der Dauer vergangener typischer NE-Situationen bewertet werden. Hier wird nur exemplarisch das Prinzip des Verfahrens anhand der Kostenverteilung eines Zeitpunktes erläutert.

Die Ergebnisse der Optimierung liefern für die gesamten *Redispatch*-Kosten ohne UPFC einen Betrag von 2161 € und mit UPFC einen Betrag von 1852 €. Somit ergibt sich eine zur Refinanzierung des UPFC nutzbare Differenz von 309 €.

Damit ergibt sich mit dem wirtschaftlichen Modell die folgende Aufteilung der Wirkleistungskosten. Es werden bei der Kostenzuweisung nur diejenigen Regelzonen (1 und 2) berücksichtigt zwischen denen der NE auftritt.

Tabelle 5.7: Wirtschaftliches Abrechnungsmodell

Regel-zone	BKV	NE-Austausch [MW] („von“-Zone)	Kostenaufteilung [€] mit UPFC für Δt=15Min.	Kostenaufteilung [€] ohne UPFC für Δt=15Min	Differenz im Finanzie-rungszeitraum [€]
1	A	400	741	864	123
	B	100	185	216	31
	C	0	0	0	0
	D	- 200	0	0	0
2	A	- 400	741	864	123
	B	- 100	185	216	31
	D	200	0	0	0
3	A	0	0	0	0
	B	0	0	0	0
	C	0	0	0	0
	D	0	0	0	0

Die sich ergebenden wirtschaftlichen Austauschfahrpläne in Richtung des NE bilden die Basis für die Kostenzuweisung. Die letzte Spalte der Tabelle illustriert die Differenz im betrachteten Zeitraum, die der entsprechende BKV zur Finanzierung des UPFC in diesem Zeitabschnitt aufbringen muss. Lediglich die BKV A,1; A,2 und B,1; B,2 erzeugen einen wirtschaftlichen Lastfluss in Richtung des NE. Im wirtschaftlichen Modell werden die Kosten nur unter diesen BKV aufgeteilt. BKV A;1 und A;2 werden als Hauptverursacher des NE identifiziert und müssen daher auch den Großteil der Kosten tragen. Sie sollten daher am meisten an der Durchführung einer KEM interessiert sein.

Beim physikalischen Modell kann die Gewichtung zwischen Einspeisungen und Lasten variiert werden. Exemplarisch wird hier eine Verteilung Last: KW von 1:1 gewählt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.8 dargestellt. Die Kosten werden für die BKV, die in den Regelzonen liegen zwischen denen der NE auftritt, mittels der GGDF (resp. GLDF) für jedes KW (resp. Last) berechnet und dem BKV zugeschrieben.

Tabelle 5.8: Physikalisches Abrechnungsmodell (Verteilung Last:KW = 1:1)

Regel-zone	BKV	Kostenaufteilung [€] mit UPFC für Δt=15Min.	Kostenaufteilung [€] ohne UPFC für Δt=15Min	Differenz im Finanzie-rungszeitraum [€]
1	A	154,52	180,30	25,78
	B	649,57	757,95	108,38
	C	137,77	160,75	22,98
	D	51,74	60,37	8,63
2	A	201,59	235,23	33,64
	B	567,20	661,83	94,63
	D	89,61	104,56	14,95
3	A	0	0	0
	B	0	0	0
	C	0	0	0
	D	0	0	0

Die Diskrepanz zwischen wirtschaftlicher und physikalischer Sichtweise zeigt sich deutlich beim Vergleich von Tabelle 5.7 mit Tabelle 5.8. So werden im physikalischen Modell BKV B,1 und etwas geringer BKV B,2 als Hauptverursacher des NE mit entsprechender Kostenzuweisung identifiziert im Gegensatz zu BKV A,1 und A,2 im wirtschaftlichen Modell.

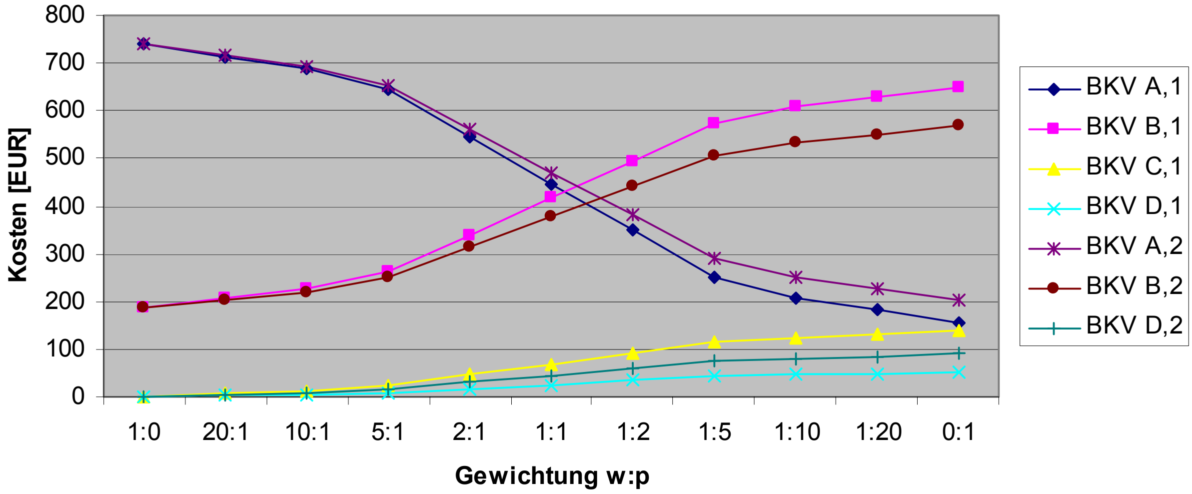


Bild 5.13: Kombiniertes Modell für den Fall mit UPFC

Als Kombination der beiden Sichtweisen zeigt Bild 5.13 die Veränderung der Kostenanteile auf BKV-Ebene in Abhängigkeit von der Gewichtung wirtschaftliches Modell zu physikalischem Modell beim kombinierten Modell für den Fall mit UPFC. Es ist deutlich zu erkennen, dass je nach Wahl der Gewichtung entweder die BKV A,1 und A,2 (bei einer stärkeren Gewichtung des wirtschaftlichen Aspekts) oder die BKV B,1 und B,2 (bei einer stärkeren Gewichtung des physikalischen Aspekts) als Hauptverantwortliche des NE gelten und die Hauptkosten zu tragen haben.

Ein Verhältnis von 1:1gilt als fairer Kompromiss zwischen dem wirtschaftlichen und physikalischen Modell. In diesem Fall tragen auch die BKV A,1 und A,2 sowie B,1 und B,2 einen jeweils näherungsweise gleich großen Anteil der Kosten.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Infolge der Liberalisierung der europäischen Strommärkte ist der Energieaustausch sowohl zwischen den einzelnen Ländern als auch zonenübergreifend innerhalb Deutschlands gestiegen. Dies bedingt insbesondere im Höchstspannungsnetz auf früher nur für Ausgleichslieferungen zwischen den Regelzonen vorgesehenen Kuppelleitungen die Gefahr eines Netzengpasses (NE).

Die Lösung der NE-Problematik ist jedoch entscheidend dafür, ob es einen liberalisierten europäischen Gesamtstrommarkt oder lediglich parallel nebeneinander existierende, begrenzte Strommärkte geben wird.

In diesem Zusammenhang sind die folgenden Entwicklungen von grundlegender Bedeutung. Durch die Tendenz, die Netzkosten zu minimieren werden langfristig die Betriebsmittelauslastungen steigen, da nur noch unbedingt notwendige Investitionen durchgeführt werden. Des Weiteren wird bei steigendem kurzfristigen physikalischen Börsenhandel die Maßnahme der Auktion - aufgrund des Nichterfassens des erst zeitlich nachfolgenden kurzfristigen Börsenhandels - zunehmend ineffektiver. Diese zunehmende Ineffektivität gilt analog bei der Berücksichtigung des Netzes lediglich durch ein vereinfachtes Netzmodell, wie bei der koordinierten Auktion. Wird zusätzlich in Betracht gezogen, dass die osteuropäischen Länder mit ihren Kraftwerks (KW)-Kapazitäten auf den Markt drängen, werden in Deutschland zunehmend Querflüsse über die Kuppelleitungen zu erwarten sein. Der verstärkte Einsatz stochastischer verteilter Energiequellen erhöht darüber hinaus die Planungsunsicherheit.

Daraus folgt, dass alle vorausschauenden Netzengpassmanagementsysteme (NEMS), ebenso wie solche, welche die Netzstruktur nicht genügend berücksichtigen, zunehmend an Effektivität verlieren werden. Im Gegenzug werden korrektive NEMS unter der Berücksichtigung der Netzstruktur, wie das hier entwickelte Verfahren, mit fortschreitender Liberalisierung verstärkt notwendig werden. Der obigen Überlegungen zugrunde liegende Zeithorizont umfasst ca. 10 bis 25 Jahre.

Durch die Auftrennung der ehemaligen Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Netz- und Kraftwerksbetreiber sowie den zonenübergreifenden Handel verfügt jedoch keiner der Marktteilnehmer über die vollständigen Netzdaten des vermaschten Gesamtnetzes. Aus diesem Grund findet die hierarchische Optimierung Verwendung, bei der jeder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit den Daten des ihm bekannten Teilnetzes und den Vorgaben einer zentralen Koordinierung einen Netzzustand bestimmt, der für das Gesamtnetz zu einem optimalen Betriebszustand führt. Dabei müssen lediglich die Daten der Kuppelleitungen einer zentralen

Koordinierungsstelle bekannt sein. Diese Daten werden zurzeit bereits ausgetauscht und lassen keinerlei Rückschlüsse zu, die strategisches Handeln ermöglichen könnten.

Durch die stärkere Berücksichtigung technischer Rahmenbedingungen wie Netz und Netzstruktur erzielt das hier entwickelte korrektive zonenübergreifende NEMS auf Basis der hierarchischen Optimierung im Vergleich zu anderen Verfahren näher am volkswirtschaftlich sinnvollen Optimum liegende Ergebnisse. In diesem Zusammenhang wird integriert wieder eine Verlustoptimierung durchgeführt, durch die neben ihrem Beitrag zum *Redispatch* zusätzlich CO_2-Ausstoß reduziert werden kann und somit auch unter diesem Aspekt volkswirtschaftlich näher am Optimum gearbeitet wird.

Es werden die Algorithmen *Auxiliary Problem Principle* (APP) und *Alternating Direct Method of Multipliers* (ADM) angewandt, die bisher im Bereich des OPF nur vereinzelt, maximal bei der lineare Optimierung mit quadratischen Korrekturtermen, eingesetzt werden. Des Weiteren wird hier erstmalig die Russische-Subgradienten-Methode im Bereich des OPF benutzt. Im Rahmen dieser Arbeit finden die vollständigen Lastflussgleichungen in den Suboptimierungen Verwendung, wodurch ein nichtlineares Optimierungsproblem vorliegt. Dieses Optimierungsproblem wird im hier neu entwickelten erstmalig nichtlinearen Ansatz unter Verwendung der SQP für die hierarchische Optimierung gelöst. Der Vorteil des nichtlinearen gegenüber dem linearen Ansatz ist zum einen die korrekte Wiedergabe der Relation zwischen Wirk- und Blindleistung sowie die Integration einer Verlustoptimierung. Zum anderen ist der nichtlineare Ansatz im Gegensatz zum linearen Ansatz auch für Netze geeignet, in denen vor allem NE durch Spannungsprobleme hervorgerufen werden. Dabei stellt die Verwendung der SQP als Suboptimierungsverfahren eine simulationstechnisch gesehen *Most-Complicated-Case*-Abschätzung dar. Bei Netzbereichen in denen die Spannungshaltung bzgl. des NE unkritisch ist, kann vereinfachend auch das linearisierte Modell verwendet werden.

Die Optimierung basiert auf einer im Rahmen dieser Arbeit neu entwickelten Zielfunktion, der Daten zugrunde liegen, die im entflochtenen liberalisierten Strommarkt tatsächlich verfügbar sind (Angebote der KW). Somit wird in dieser Arbeit erstmalig ein im liberalisierten Strommarkt anwendbares Verfahren vorgestellt. Zusätzlich ist von Vorteil, dass eine stückweise lineare Zielfunktion - anders als in klassischen Ansätzen - so neu implementiert werden kann, dass pro KW nur eine zusätzliche Zustandsvariable auftritt und nicht für jeden linearen Abschnitt eine eigene zusätzliche Zustandsvariable benötigt wird.

Vielfältige Ansätze zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften werden in dieser Arbeit neu eingeführt, wie z.B. Vereinfachungen bzgl. der Kopplungen.

Komplettiert wird das Verfahren durch ein neu entwickeltes transparentes, sehr einfaches, verursachergerechtes Abrechnungsmodell. Dabei wird ein kombiniertes Abrechnungsmodell entwickelt, das die auf den ersten Blick nicht zueinander kompatiblen Betrachtungsweisen von rein wirtschaftlichen Transaktionen einerseits und physikalischen Flüssen andererseits in Bezug auf die Abrechnung erstmalig miteinander kombiniert. Das Abrechnungsmodell kann auch zu einer ersten Abschätzung des Finanzierungspotenzials von KEM genutzt werden. In diesem Zusammenhang erweisen sich jedoch die Modellierungsungenauigkeiten der Simulationen mit der hierarchischen Optimierung als kritisch, sodass im Hinblick auf eine exakte Abschätzung des Finanzierungspotenzials noch Forschungsbedarf besteht.

Die mögliche informationstechnische Umsetzung sowie die Integration in ein neu entwickeltes Visualisierungskonzept ergänzen das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte NEMS.

Die Simulationen belegt die Effizienz des neu entwickelten NEMS. Die vorgestellten Vereinfachungen zur Verbesserungen der Konvergenzeigenschaften sowie die Funktionsweise des Abrechnungsmodells werden ebenfalls in Simulationsrechnungen verifiziert.

Diese Arbeit zeigt somit die grundlegende Anwendbarkeit des neu entwickelten Verfahrens. Weiterer Forschungsbedarf besteht jedoch vor der Anwendbarkeit des Verfahrens in der Praxis im Hinblick auf eine allgemeingültige robuste Parametrierung der Gewichtungsfaktoren und Toleranzen auf Grundlage der bereits hier entwickelten Parameterzusammenhänge.

Es ist denkbar, das Verfahren um eine in die Suboptimierung integrierte (n-1)-Sicherheitsrechnung zu erweitern. Dies darf jedoch nicht auf Kosten der Robustheit geschehen. Ansonsten ist das hier entwickelte Verfahren mit der externen, nachfolgenden Überprüfung der (n-1)-Sicherheit und ggf. einem Neustart der Optimierung überlegen.

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass mit dem hier entwickelten auf der hierarchischen Optimierung basierenden NEMS eine korrektive Behandlung zonenübergreifender NE bei gleichzeitig verursachergerechter Kostenzuweisung möglich ist. Der vorgestellte, an die Besonderheiten des liberalisierten Strommarktes angepasste, neue Verfahrensansatz eröffnet darüber hinaus interessante Entwicklungsoptionen für die Zukunft.

Literaturverzeichnis

[1] Brauner, G.: „Transitengpässe und Engpassmanagement im südosteuropäischen Netz“; München; GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung; 2003

[2] Fuchs, M: „Handel und Netzbetrieb im europäischen Kontext“; Berlin; VDN-Kongress Treffpunkt Netze; Berlin; 2003

[3] Singh, H.; Hao, S.; Papalexopoulos, A.: „Transmission Congestion Management in Competitve Electricity Markets“; IEEE TPWRS; Vol. 13 No. 2; S. 672-680; 1998

[4] Fang, R.S.; David, A. K.: „Transmission Congestion Management in a Electricity Market“; IEEE TPWRS; Vol. 14; No. 3; S. 877-883; 1999

[5] Albers, K.; Hoffmann, J.; Roeßgen, F.: „Marktplatz für Regelenergie in Deutschland – Entwicklungen und Perspektive“ VDE Kongress „Net-Worlds - Leben und Arbeiten in vernetzten Welten“; Dresden; VDE Verlag; Berlin; Offenbach; S. 309-314; 2002

[6] Müller, L.; Handschin, E.: „Regelenergiemärkte in Europa und die Entwicklung in Deutschland“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Heft 3; S. 152 157; 2002

[7] Müller, L.: „Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung“; Dissertation; Universität Dortmund; 2004

[8] Schmitt, A.: „Multikriterielle Optimierung von Systemdienstleistungen für Energieübertragungssysteme“; Dissertation Bergische Universität Wuppertal; 2003

[9] Fuchs, M.: „Indicators for the developing IEM“; ETSO-Tagung Cross-Border Trade & Congestion Management; Brüssel; Belgien; www.etso-net.org; 2002

[10] Schiebelsberger, B.; Zimmermann W.: „Einsatz dezentraler regenerativer Erzeugung im Mittel- und Niederspannungsnetz unter dem Aspekt der Systemführung“; München; GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung; 2003

[11] Glavitsch, H.: „Marktöffnung - auch ein systemtechnisches Problem“ Bulletin des SEV/VES; Jg. 88; Heft 1; S. 17-22; 1997

[12] Linke, K.: „Strategien im europaweiten Netzmanagement“; VGB Kraftwerkstechnik; Jg. 80; Heft 2; S. 33-37; 2000

[13] Seidel, A.: „Die Zukunft der Höchstspannungsnetze im neuen Jahrtausend“; Elektrotechnik & Informationstechnik; Jg. 117; Heft 10; S. 656-660; 2000

[14] Stamer, J.-H.: „Zukünftige Netzstrukturen“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Jg. 50; Heft 6; S. 448-454; 2000

[15] Stamer, J.-H.; Berthold, K.-H.: „Übertragungsnetz-Betriebsführung im liberalisierten Markt“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Jg. 49; Heft 3; S. 142-146; 1999

[16] Verstege, J.; Werner, T. G.; Schäfer, K. F.: „Liberalisierung der Energieversorgung - Auswirkung auf Planungs- und Optimierungsaufgaben“ VDI-Tagung: Optimierung in der Energieversorgung II; Leverkusen; S. 9-24; 1997

[17] Brosda J.; Handschin E.: „Sequential Quadratic programming and Congestion Management”, Archiv für Elektrotechnik; 83; Vol. 5/6; S. 243-250; 2001

[18] Fink, L. H.; van Son, P. J. M.: „On System Control within a Restructured Industry.” IEEE TPWRS; Vol. 13; No. 2; S. 611-616; 1998

[19] Hermann, M.: „Stand der Liberalisierung der Strommärkte - Motive der Übertragungsnetzbetreiber“; Elektrizitätswirtschaft; Jg. 100; Heft 16; S. 46-48; 2001

[20] Christie, R. D.; Wollenberg, B. F.; Wangensteen, I.: „Transmission Management in the Deregulated Environment”; Proc. of the IEEE; Vol. 88; No. 2; S. 170-195; 2000

[21] Latkovic, K.; Seiferth, T.: „Stromhandel - Charakteristika, Betätigungsfelder und Anforderungen“; Elektrizitätswirtschaft; Jg. 98; Heft 7; S. 20-26; 1999

[22] Krämer, K.G.; Schilling, K.: „Das Spannungsfeld zwischen zuverlässigem Netzbetrieb und freien Stromhandel“; München; GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung; 2003

[23] Schweppe, F.C.; Caramanis; M., Tabors, R.; Bohn, R.: „Spot Pricing of Electricity“; Kluwer Academic Publishers; Boston; 1988

[24] Hogan; W.W.: “Contract Networks for Electricity Power Transmission”; Journal of Regulatory Economics; Vol.4; S. 211-242; 1992

[25] Palma Behnke, R.: „Objektorientiertes Modell zur Ausbauplanung von elektrischen Übertragungsnetzen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen“; Dissertation; Universität Dortmund; 1999

[26] Wu, F., Varaiya, P.: „Coordinated Multilateral Trades for Electric power Networks: Theory and Implementation”; Int. J. El. Power Energy Sys.; Vol. 21 (2) S. 75-102; 1999

[27] ZfK: „Strombörse EEX verdoppelt Handelsvolumen“; ZfK-Tagesticker; www.zfk.de /news/ ; Nachricht vom 15.01.2004

[28] ETSO: "Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission"; Florence Regulators Meeting; www.etso-net.org; S. 1-22; 1999

[29] ETSO: "Co-ordinated Use of Power Exchanges for Congestion Management"; www.etso-net.org; 2002

[30] ETSO: "Co-ordinated Auctioning"; www.etso-net.org; 2001

[31] Laffaye, H.: „Co-ordinated Congestion Management"; ETSO-Tagung Cross-Border Trade & Congestion management; www.etso-net.org; Brüssel; Belgien; 2002

[32] Purchala, K.; Craenenbroeck T.; Van Hecke, J.: "Co-ordinated Auctioning Algorithm for Congestion Management"; MEPS'02; Wroclaw; Polen; S. 15-20; 2002

[33] ETSO: "Reconcilation Market Splitting/Coordinated Auction"; www.etso-net.org; 2002

[34] 8'tes Florence-Forum: „Discussion Paper on Congestion Management"; 8th Meeting of the European Electricity Regulatory Forum – Rome; Italien, 21-22 Februar 2002

[35] Nikodem, T.: „Bewertung der grenzkostenbasierten Preisbildung bei der Entgeltbestimmung für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel"; Dissertation; Universität Dortmund, 2002

[36] Harvey, S. M.; Hogan, W. W.; Pope, A. L.: "Transmission Capacity Reservations and Transmission Congestion Contracts"; Harvard Electricity Policy Group; Harvard Universität; 1996

[37] Europäisches Parlament und Rat der EG: "Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.02.1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt"; Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften; 40. Jahrgang, Nr. L27/20; S. 20-29; 1997

[38] GEODE: „Positions paper on european single electricity market cross border trading"; 9th Meeting of the European Electricity Regulatory Forum; Rome; Italien; http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html; 17-18 October 2002

[39] EuroPEX: „EuroPEX Position - Congestion management"; 9th Meeting of the European Electricity Regulatory Forum; Rome; Italien; http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html 17-18 October 2002

[40] ETSO: "Vision on Congestion Management"; www.etso-net.org; 2002

[41] Metcalfe, M.: „The ETSO Vision“; ETSO-Tagung Cross-Border Trade & Congestion management; www.etso-net.org; Brüssel; Belgien; 2002

[42] ETSO: „Moving forward alongside the ETSO Vision“; EU Electricity Regulators Forum; http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html Rome; Italien; 17-18 Oktober 2002

[43] Emery, M.; Imhof; K.; Zimmermann, D.: „Modular Day-Ahead Congestion Forecast as a first Step of a Congestion Management Process”; www.etrans.ch; 2001

[44] UCTE-Pressemiteilung: „UCTE welcomes the European Union’s agreement on new infrastructure guidelines”; www.ucte.org; 09.12.2002

[45] EU: „Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market“; Brüssel; Belgien; SEC 1038; 2002

[46] EU: „Europäische Energieinfrastruktur - Bericht über die Umsetzung der Leitlinien für die transeuropäischen Netze im Energiebereich in der Zeit von 1996 bis 2001“; Brüssel; Belgien; 2001

[47] Deutscher Bundestag (Hrsg.): „Gesetz zur Neuregelung der Energiewirtschaft“ Bundesgesetzblatt Teil I; Nr. 23; S. 730-736; Jahrgang 1998

[48] BDI; VIK; VDEW; VDN; ARE; VKU (Hrsg.): „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001“; Berlin, Essen, Hannover, Köln; 2001

[49] Ahlemeyer, W.; Nissen, J.; Lehmköster, C.: „VVII - Ermittlung der Netznutzungsentgelte“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Jg. 50; Heft 4; S. 220-224; 2000

[50] Müller-Kirchenbauer, J.; Ritzau, M.: „VVII - Anforderungen und Chancen in der Praxis“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Jg. 50; Heft 4; S. 212-219; 2000

[51] DVG (Hrsg.): „Der GridCode - Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber“; Heidelberg; 1998

[52] VDN (Hrsg.): „TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“; Berlin; 2003

[53] VDN (Hrsg.): „DistributionCode 2003 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“; Berlin; 2003

[54] VDN (Hrsg.): „MeteringCode 2004“; Frankfurt am Main; 2004

[55] Albers, K.; Graf, F.-R.; Reyer, F.: „Regelenergie – Wettbewerbsorientierte Beschaffung im Rahmen der bestehenden Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber“; München; GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung; 2003

[56] Erdmann, G.; Malmström, B.; Lerch, F.: „Regler gegen Regelenergie“; Elektrizitätswirtschaft; Jg. 100; Heft 18; S. 24-29;

[57] Graf, F.-R.: „Beseitigen von Netzengpässen in stark vermaschten Übertragungsnetzen“, Elektrizitätswirtschaft; Jg. 98; Heft 12; 1999

[58] Doll, M.: „Operatives Netzengpassmanagement für Energieübertragungssysteme“; Dissertation; Universität-Gesamthochschule Wuppertal; 2002

[59] Zimmer C.: "Berücksichtigung des internationalen Stromhandels bei der Betriebsplanung europäische Übertragungsnetzbetreiber"; Dissertation; RWTH Aachen; 2000

[60] Caramanis, M. C.; Bohn R. E.; Schweppe F. C.: „Optimal Spot Pricing: Practice an Theory“; IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-101; No. 9; S. 3234-3245; 1982

[61] Conejo, A. J.; Aguado, J. A.: “Multi-area Coordinated Dezentralized DC Optimal Power Flow”; IEEE TPWRS, 13 (4); S. 1272-1278

[62] Nogales, F. J.; Prieto, F. J.; Conejo, A. J.: “Multi-area AC optimal power flow: a new decompositions approach”; Proc. of the 13th Power Systems Computer Conference; S. 1201-1206; 1999

[63] Papageorgiou, M.: "Optimierung. Statische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung"; R. Oldenbourg Verlag, München [u.a.]; Seite 166-175; 1996

[64] Cohen, G.: „Optimization by decomposition and coordination: A unified approach“; IEEE Trans. on Auto. Con., Vol. 23-2; pp. 222; April 1978

[65] Eckstein, J: “Parallel Alternating direction multiplier decomposition of convex programs”; J. of Optimization Theory and Applications; Vol. 80; No. 1; pp. 39; Jan. 1994

[66] Kim, B. H.; Baldick, R.: "Coarse-Grained Distributed Optimal Power Flow", IEEE TPWRS; Vol. 12; No. 2; Mai 1997

[67] Hur D.; Park J.-K.; Kim B.H.: “Evaluation of convergence rate in the auxiliary problem principle for distributed optimal power flow”; IEE Proc. GTD; Vol. 149; No. 5; 2002

[68] Kim, J.-H.; Park, J.-K.; Kim, B. H.; Park, J.-B.; Hur, D.: "A Method of Inclusion of Security Constraints With Distributed Optimal Power Flow", Electrical Power Systems and Energy Systems 23, Seite 189-194, 2001

[69] David, K.: „Dispatch Methologies for Open Access Transmission Systems“; IEEE TPWRS; Vol. 13; No. 1; S. 46-53; 1998

[70] Wang, X.; Song Y. H.: „Advanced Real-Time Congestion Management through Both Pool Balancing Market and Bilateral Market“; IEEE Power Engineering Review; 20 (2), S. 47-49; 2000

[71] Wang, X.; Song, Y. H.: "Apply Lagrangian Relaxation to Multizone Congestion Management", Brunel University, UK, IEEE PES Winter meeting 2001 Columbus, USA

[72] Song, Y.-H.; Wang, X.-F.: „Operation of Market-oriented Power Systems“, Springer Verlag, London [u.a.], 2003

[73] Cadwalader, M.D; Harvey, S. M.; Hogan, W. W.; Pope, S. L.: “Coordination congestion relief across multiple regions”; Harvard El. Policy Group; Havard Universität; 1999

[74] Oren, S. S., Ross, A. M.: “Economic Congestion Relief Across Multiple Regions Requires Tradable Physical Flow-gate Rights”; Berkley Universität, 2000

[75] Fletcher, R.: „Practical Methods of Optimization“, 2. Auflage, John Wiley & Sons, N.Y, 1987

[76] Nocedal J.; Wright S. J.: „Numerical Optimization“; Springer Verlag; N.Y. [u.a.], 1999

[77] Geiger, C.; Kanzow, Ch.: „Theorie und Numerik restringierter Optimierungsaufgaben“; Springer Verlag, Berlin Heigelberg [u.a.]; 2002

[78] Bertsekas, D. P.; Tsitsiklis, J. N.: „Parallel and Distributed Computation“, Prentice-Hall Verlag, New Jersey, 1989

[79] Bertsekas, D. P.: „Nonlinear Programming“; Athena Scientific; Belmont USA; 1999

[80] Floudas, C.A.; Pardalos P.M.: „Encyclopedia of Optimization“; Kluwer Academic Publishers; Dordrecht Niederlande [u.a.]; 2001

[81] Lasdon, L. S.: „Optimization Theory for Large Systems“, Collier-Macmillan Verlag, Toronto, 1970

[82] Polyak, B.T.: „A general method for solving extremum problems“; Soviet. math. Bokl. 8; 593-597; 1967

[83] Polyak, B.T.: „Minimization of unsmooth functionals“; USSR Comput. Math. Phys. 9; 14-29; 1969

[84] Baldick, R.; Kim, B. H.: „A Comparison of Distributed Optimal Power Flow Algorithms“; IEEE TPWRS, Vol.15-2, May 2000, pp. 599

[85] Brosda, J.: "Combined Intra- and Interarea Corrective Congestion management under consideration of FACTS-Devices ",2nd Workshop Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion management Problems, Irkutsk, Russia, Aug.11-14, 2003

[86] Bakirtzis, A.G.; Biskas, P.N.: “Decentralised DC load flow and applications to transmission management”; IEE Proc. GTD; Vol. 149, No. 5; Sep. 2002

[87] Allen, E. H.; Ilić, M. I.: "Reserve Markets for Power System Reliability", IEEE TPWRS; vol. 3; no. 1; pp. 228-233; Feb. 2000

[88] Madrigal, M.; Quintana, V. H.: "A Security-Constrained Energy and Spinning Reserve Markets Clearing System Using an Interior-Point Method", IEEE TPWRS; vol. 15; no. 4; pp.1410-1416; Nov. 2000

[89] Kim, B. H.; Kim, H-W.; Kim, J-H.; Hur, D.; Park, J-K.: "An Effizient Implementation of Distributed Optimal Power Flow", Journal of Electrical Engineering and Information Science, Vol. 5, No. 2, 2000

[90] Wang, X.; Song, Y. H.; Lu, Q.: „A Lagrangian Decomposition Approach to Active Power Congestion Management across Interconnected Regions“; IEE Proc. GTD; Vol. 148; No.5; S. 497-503; 2001

[91] Sasson, A. M.: "Decomposition Techniques Applied to the Nonlinear Programming Load-Flow Method"; IEEE Trans. PAS; Vol. Pas-89; No. 1; Januar 1970

[92] Handschin, E.: „Elektrische Energieübertragungssysteme“; 2. Auflage; Hüthig Verlag; Heidelberg; 1987

[93] Lehmköster, C.: „Optimale Netzbetriebsführung mit Betriebsmitteln zur Leistungsflusssteuerung“; Dissertation; Universität Dortmund; 1999

[94] Srivastava, S.; Verma R.: “Impact of FACTS Devices on Transmission Pricing in a De-Regulated Electricity Market”; Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies; London; 4-7 April 2000

[95] Becker, C.: „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“; Dissertation; Universität Dortmund; 2000

[96] Handschin, E.; Becker, C.; Brosda, J.; Rehtanz, C.; Moon, S.-I.; Park, J.K.: "Automatic Fuzzy Rule Generation for Coordination of FACTS-Devices"; Joournal of Electrical Engineering and Information Science; Vol. 4; No. 6; Seoul Korea; S. 747-753; 1999

[97] Rehtanz, C.: „Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation“; Springer-Verlag; Heidelberg [u.a.]; 2003

[98] Schnurr, N.: „Potential multifunktionaler FACTS-Geräte zur Erhöhung von Übertragungskapazität und Mittelzeitstabilität im europäischen Verbundnetz“; Dissertation; Universität Dortmund, 2004

[99] Song, Y. H.; Johns, A.: “Flexible ac transmission systems (FACTS)”; IEE Power and Energy Series 30; The Institution of Electrical Engineers; London; 1999

[100] Hingorani, N. G.; Gyugyi, L.: Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems“; IEEE Press, Order No. PC5713; New York; 2000

[101] Povh, D.: „Loadflow Control in High Voltage Power Systems using FACTS Controller; Cigre TF 38-01-06 on Loadflow Control; 1996

[102] Hitzeroth, H. V.: „Influence of FACTS Devices on Voltage Stability of Power Systems and Wheeling Transactions“; Dissertation Universität Erlangen-Nürnberg; 2001

[103] Noroozian, M.; Ängquist, L.; Ghandhari, M.; Andersson G., "Use of UPFC for Optimal Power Flow Control", IEEE TPWRD, Vol: 12, Issue: 4, Oct. 1997 Page(s): 1629 -1634

[104] Papalexopoulos, A. D.; Imperato, C. F.; Wu, F. F.: “Large-scale optimal power flow: effects of initialisation, decoupling & discretization”; IEEE TPWRS; Vol. 4; No. 2; May 1989

[105] Edris, A., Mehraban, A., Rahman, M., Gyugyi, L., Arabi, S., Rietman, T. "Controlling the Flow of Real and Reactive Power", IEEE Computer Applications in Power, January, pp.20-23; 1998.

[106] Nabavi-Niaki, A.; Iravani, M.: "Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies"; IEEE TPWRS; Vol. 11; Nº4; pp. 1937-1943; November; 1996.

[108] Gyugi, L.; Schauder, C. D.; Williams, S.I.; Rietmann, T.R.; Torgerson, D.R.; Edris, A.: „The Unified Power Flow Controller: A new Approach to Power Transmission Control”; IEEE TPWRD; Vol. 10; No. 2; S. 1085-1097; 1995

[109] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, "Unified power flow controller: a critical comparison of Newton-Raphson UPFC algorithms in power flow studies"; IEE Proc. GTD; Vol 144; No 5; Sept. 1997

[110] Noroozian, M.; Ängquist, L.; Ghandhari, M.; Andersson, G.: "Use of UPFC for Optimal Power Flow Control"; IEEE TPWRD; Vol: 12; Issue: 4; S. 1629 -1634; 1997

[111] Han, Z. X.: “Phase shifter and power-flow control”, IEEE Trans. on Power App. Syst., Vol. PAS-101; S. 3790-3795; 1982

[112] Lehmköster, C.: „Security Constrained Optimal Power Flow for an Economical Operation of FACTS-devices in Liberalized Energy Markets”; IEEE TPWRD; Vol. 17-2; pp. 603; April 2002

[113] Zhang, X.-P.; Handschin, E.J.: "Advanced implementation of UPFC in a nonlinear interior-point OPF"; Generation, Transmission and Distribution, IEE Proc. GTD ; Volume: 148 Issue: 5; S.: 489 –496; Sept. 2001

[114] Orfanogianni, T.; Bacher, R.: “Steady-State Optimization in Power systems With Series FACTS Devices”; IEEE TPWRS; Vol. 18; No. 1; 2003

[115] Xiao, Ying; Song, Y.H.; Liu; C.-Ch., Sun, Y. Z.: “Avaible Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices”; IEEE TPWRS; Vol. 18; No. 1; 2003

[116] Koel, A.: „Innovative Stationsleittechnik mit verteilten Rechnersystemen“; Dissertation, Universität Dortmund; 1998

[117] Geist A. et al: „PVM - A Users’ Guide and Tutorial for Networked Parallel Computing“; MIT Press; Massachusetts USA; 1994

[118] Gropp, W.; Lusk, E.; Skjellum, A.: „Using MPI“; MIT Press; Massachusetts USA; 1999

[119] Geist, A.; Kohl, J. A.; Papadopoulos P. M.: „PVM and MPI: a Comparison of Features“; Calculateurs Paralleles; Vol. 8; No. 2; 1996

[120] Brosda, J.; Grishin, Yu.A.; Korkina, E.S.: "Distributed computations in a local area network on the example of the software package “Otsenka”", 2nd Workshop Liberaliza-

tion and Modernization of Power Systems: Congestion management Problems, Irkutsk, Russia, Aug.11-14, 2003

[121] Leder, C.: „Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme“; Dissertation; Universität Dortmund; 2002

[122] Brosda, J.; Handschin, E.; Leder, C.: „Hierarchical Visualization of Network Congestions“; Proc. of 14th Power Systems Computation Conference; Sevilla; Spanien; 2002

[123] Brosda, J.; Handschin E.; L'Abbate, A.; Leder, C.; Trovato, M.: "Visualization for a Corrective Congestion Management based on FACTS Devices" Proc. of IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, June. 23 - 26, 2003

[124] Ng, Y., W.: „Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations”; IEEE Trans. on PAS; Vol. PAS-100; Nr. 3; S 1001 ff.; 1981

[125] Rudnick, H.; Palma, R.; Fernández, J.: „Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access“, IEEE TPWRS, Vol. 10, N°2, May 1995, pp. 1125

[126] Brosda, J.; Handschin, E.: "Congestion Management Methods With a Special Consideration of FACTS-Devices"; Proc. of Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep.; 2001

[127] Brosda, J.: “Hierarchischer OPF mit der Netzberechnungstoolbox”; Programmbeschreibung EVP 0401; Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft; Universität Dortmund; 2004

[128] MathWorks: “Optimization Toolbox User’s Guide”; Version 2; USA Natick; 2000

[129] IEEE Reliability Test System Task Force: "The IEEE Reliability Test System –1996", IEEE TPWRS, Vol. 14, No. 3, 1999

Im Umfeld dieser Dissertation sind folgende Studien- und Diplomarbeiten entstanden:

1. Plexnies, H.: „Vergleichsstudie unterschiedlicher Maßnahmen zum Netzengpass-Management“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2000
2. Vennenmann, K.: „Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität von Verteilungsnetzen mit dezentraler Stromeinspeisung“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2000
3. Plexnies, H.: „Netzengpass-Management Verfahren mit FACTS-Geräten“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2001
4. Vennemann, K.: „Netzengpass-Management mit einer koordinierten hierarchischen Optimierung“, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2001
5. Wolff, M.: „Entwicklung eines Abrechnungsmodells für ein auf der hierarchischen Optimierung basierendes Netzengpass-Managementverfahren“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2002
6. Niehues, P.: „Modellierung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln in einer auf der sequentiellen quadratischen Optimierung basierenden Netzengpass-Management Lösung“, Studienarbeit, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2002

Anhang A - Hierarchische Optimierung für drei und mehr Zonen

Exemplarisch wird für das in den Simulationen verwendete Dreizonennetz [129] hier der Formelzusammenhang bzgl. der Koordination und Kopplung dargestellt. Analog gilt dies auch für Netze mit mehr als drei Zonen. In Bild A.1 ist die exemplarische Zonenaufteilung zu sehen.

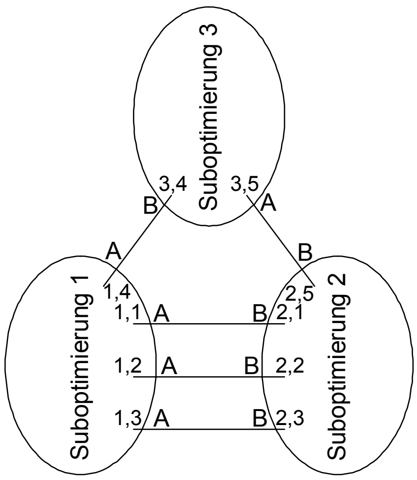


Bild A.1: Zonenaufteilung für das Dreizonennetz

Aus dem Bild wird ersichtlich, dass es für mehr als zwei Zonen nicht mehr möglich ist, eine Aufteilung so durchzuführen, dass der Index A und der Index B immer komplett nur jeweils einer Zone zugehörig sind. Somit gibt es immer eine oder mehrere Suboptimierungen, bei denen sich nicht wie im Zweizonen-Beispiel in (3.24) ein Kopplungsterm eliminieren lässt.

Es gilt damit die folgende Kopplungsgleichung:

$$\hat{\mathbf{x}}^A = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,1} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,2} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,3} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,4} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop3,5} \end{pmatrix} = \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{x}}^B = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,1} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,2} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,3} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop3,4} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,5} \end{pmatrix} \tag{A.1}$$

Die Matrix **C** ergibt sich bei dieser Art der Aufteilung und der energietechnischen Problemstellung immer zur Einheitsmatrix. In der rechentechnischen Umsetzung ist dies allerdings nicht immer der Fall, da dort die Kopplungsreihenfolge teilweise vertauscht und die Vektoren in der Reihenfolge der Zonenzugehörigkeit geschrieben werden.

Die einzelnen $\hat{\mathbf{x}}_i$ bilden sich zu:

$$\hat{\mathbf{x}}_1 = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,1} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,2} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,3} \\ \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop1,4} \end{pmatrix}; \quad \hat{\mathbf{x}}_2 = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,1} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,2} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,3} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop2,5} \end{pmatrix}; \quad \hat{\mathbf{x}}_3 = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}^A_{Subop3,5} \\ \hat{\mathbf{x}}^B_{Subop3,4} \end{pmatrix} \tag{A.2}$$

Im Folgenden werden exemplarisch die drei Suboptimierungen für den Algorithmus APP (3.26) (Analog: ADM) vorgestellt. Ein wesentlicher Gesichtspunkt ist dabei, dass, wie in Bild A.2 zu sehen, aus der Sichtweise der jeweiligen Suboptimierung der Rest zu einer Zone zusammengefasst wird, sodass immer nur zwei Zonen bei jeweils unterschiedlicher Zonenzusammenstellungen betrachtet werden.

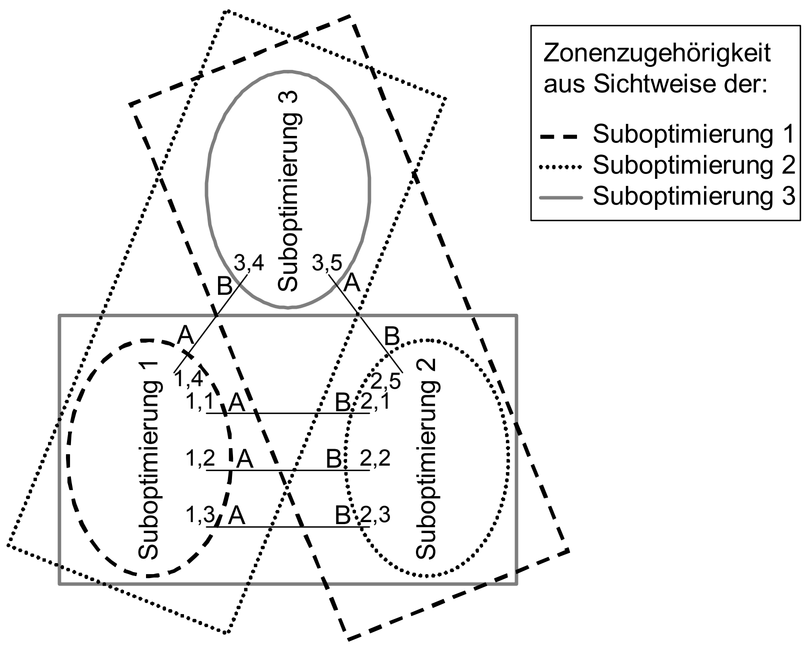


Bild A.2: Zonenzugehörigkeiten aus Sichtweise der Suboptimierungen

Dadurch lässt sich die Optimierung für mehrere Zonen immer auf die Zweizonen-Betrachtung übersichtlich zurückführen und damit die programmiertechnische Umsetzung für beliebige Netze leicht automatisieren. Allerdings ist es wichtig, hierbei die richtige Vorzeichen-Notation anhand der Indizes A und B (s. (3.25) Zusammenfassung zu **V**, A positiv und B negativ) zu wählen. Die Suboptimierungen ergeben sich somit zu:

Suboptimierung 1:

$$\left(\mathbf{x}_1^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_1^{k+1}\right) = \underset{\mathbf{x}_1, \boldsymbol{\lambda}_1}{\arg\min}\left(f_1(\mathbf{x}_1) + \boldsymbol{\lambda}_1^T \cdot \mathbf{g}_1(\mathbf{x}_1) + \frac{\beta_1}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_1 - \hat{\mathbf{x}}_1^k\right\|^2 + \gamma_1 \cdot \hat{\mathbf{x}}_1^T \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}_1^k - \hat{\mathbf{x}}_{Gr.1}^k\right) + \boldsymbol{\kappa}_{Gr.1}^{T,k} \cdot \mathbf{V}_{Gr.1} \cdot \hat{\mathbf{x}}_1 \right)$$

$$\text{mit} \quad \boldsymbol{\kappa}_{Gr.1}^{T,k} = \left(\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_2^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_3^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_4^{T,k}\right);\ \mathbf{V}_{Gr.1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix};\ \hat{\mathbf{x}}_{Gr.1}^k = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}_{Subop2,1}^{B,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop2,2}^{B,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop2,3}^{B,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop3,4}^{B,k} \end{pmatrix} \tag{A.3}$$

Suboptimierung 2:

$$\left(\mathbf{x}_2^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_2^{k+1}\right) = \underset{\mathbf{x}_2, \boldsymbol{\lambda}_2}{\arg\min}\left(f_2(\mathbf{x}_2) + \boldsymbol{\lambda}_2^T \cdot \mathbf{g}_2(\mathbf{x}_2) + \frac{\beta_2}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_2 - \hat{\mathbf{x}}_2^k\right\|^2 + \gamma_2 \cdot \hat{\mathbf{x}}_2^T \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}_2^k - \hat{\mathbf{x}}_{Gr.2}^k\right) + \boldsymbol{\kappa}_{Gr.2}^{T,k} \cdot \mathbf{V}_{Gr.2} \cdot \hat{\mathbf{x}}_2 \right)$$

$$\text{mit} \quad \boldsymbol{\kappa}_{Gr.2}^{T,k} = \left(\boldsymbol{\kappa}_1^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_2^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_3^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_5^{T,k}\right);\ \mathbf{V}_{Gr.2} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix};\ \hat{\mathbf{x}}_{Gr.2}^k = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}_{Subop1,1}^{A,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop1,2}^{A,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop1,3}^{A,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop3,5}^{A,k} \end{pmatrix} \tag{A.4}$$

Suboptimierung 3:

$$\left(\mathbf{x}_3^{k+1}, \boldsymbol{\lambda}_3^{k+1}\right) = \underset{\mathbf{x}_3, \boldsymbol{\lambda}_3}{\arg\min}\left(f_3(\mathbf{x}_3) + \boldsymbol{\lambda}_3^T \cdot \mathbf{g}_3(\mathbf{x}_3) + \frac{\beta_3}{2}\left\|\hat{\mathbf{x}}_3 - \hat{\mathbf{x}}_3^k\right\|^2 + \gamma_3 \cdot \hat{\mathbf{x}}_3^T \cdot \left(\hat{\mathbf{x}}_3^k - \hat{\mathbf{x}}_{Gr.3}^k\right) + \boldsymbol{\kappa}_{Gr.3}^{T,k} \cdot \mathbf{V}_{Gr.3} \cdot \hat{\mathbf{x}}_3 \right)$$

$$\text{mit} \quad \boldsymbol{\kappa}_{Gr.3}^{T,k} = \left(\boldsymbol{\kappa}_5^{T,k} \quad \boldsymbol{\kappa}_4^{T,k}\right);\ \mathbf{V}_{Gr.3} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & -1 \end{pmatrix};\ \hat{\mathbf{x}}_{Gr.3}^k = \begin{pmatrix} \hat{\mathbf{x}}_{Subop2,5}^{B,k} \\ \hat{\mathbf{x}}_{Subop1,4}^{A,k} \end{pmatrix} \tag{A.5}$$

Dabei stellt der Index *Gr.i* die jeweils zugehörige Restnetzone zur Suboptimierung *i* dar.

Der Lagrange-Faktor der Kopplung $\boldsymbol{\kappa}_{Gr.i}$ und die Terme der jeweils anderen Suboptimierungen $\hat{\mathbf{x}}_{Gr.i}$ sowie der Vorzeichenmatrix $\mathbf{V}_{Gr.i}$ müssen von der Koordinierungsstelle jeweils passend gruppiert an die Suboptimierungen übermittelt werden.

Anhang B - Sensitivitätsfaktoren

Die Sensitivitätsfaktoren werden mit Hilfe der Gleichstrom-Lastflussrechnung (P-δ-Modell) berechnet. Zum tieferen Verständnis des DC-Modells sowie der Berechnungsvorschriften der GGDF und GLDF wird auf [25],[124],[125] und bzgl. der Berechnung des PTDF auf [20] verwiesen.

Der GSDF drückt die Änderung des Wirkleistungsflusses zwischen *i* und *j* bzgl. der Änderung der Nettoeinspeisung des Knotens k aus (*x:* Elemente der Knotenreaktanzmatrix, *X:* Betriebmittel Längsreaktanz).

$$GSDF_{ij,k} = \frac{x_{ik} - x_{jk}}{X_{ij}} \tag{B.1}$$

Der PTDF drückt die Belastung des Betriebsmittels zwischen den Knoten *i* und *j* durch eine Transaktion von *m* nach *n* aus und wird wie folgt berechnet.

$$PTDF_{ij,mn} = \frac{x_{im} - x_{jm} - x_{in} + x_{jn}}{X_{ij}} \tag{B.2}$$

Dabei entspricht der GSDF den PTDF bei einer Transaktion vom Knoten *m=k* nach dem Bezugsknoten *n=0*.

$$PTDF_{ij,k0} = GSDF_{ij,k} \tag{B.3}$$

Der PTDF kann somit über den GSDF berechnet werden[6]

$$\begin{aligned} PTDF_{ij,mn} &= \frac{x_{im} - x_{jm} - x_{in} + x_{jn}}{X_{ij}} \\ &= \frac{(x_{im} - x_{jm}) + (x_{jn} - x_{in})}{X_{ij}} \\ &= GSDF_{ij,m} - GSDF_{ij,n} \end{aligned} \tag{B.4}$$

Gleichzeitig wird dabei die Abhängigkeit vom Bezugspunkt eliminiert.

Die Eigenschaft, dass der PTDF ohne Fehler über ein „Via“ berechnet werden kann, ist im Folgenden gezeigt.

---

[6] Diplomarbeit Kurt Gysin, „Management of multiple congestions in the context of an open electricity market“; EPFL; Lausanne; 2003 in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund

$$\begin{aligned}PTDF_{ij,mv} + PTDF_{ij,vn} &= \frac{x_{im} - x_{jm} - x_{iv} + x_{jv}}{X_{ij}} + \frac{x_{iv} - x_{jv} - x_{in} + x_{jn}}{X_{ij}} \\ &= \frac{x_{im} - x_{jm} + x_{iv} - x_{iv} + x_{jv} - x_{jv} - x_{in} + x_{jn}}{X_{ij}} \\ &= \frac{x_{im} - x_{jm} - x_{in} + x_{jn}}{X_{ij}} = PTDF_{ij,mn}\end{aligned} \tag{B.5}$$

Dies ist die entscheidende Eigenschaft für das auf dem hierarchischen Lastfluss basierende Abrechnungsmodell, bei dem jeder ÜNB unabhängig von anderen ÜNB den physikalischen Einfluss einer Transaktion als Kostenverteilungsfaktor für das Abrechnungsmodell übernehmen kann.

Anhang C - Finanzierung kapazitätserweiternder Maßnahmen

Eine Übersicht über die Finanzierungskosten von KEM mittels der einzelnen NEMS ist aus Kundensichtweise in Bild C.1 gezeigt.

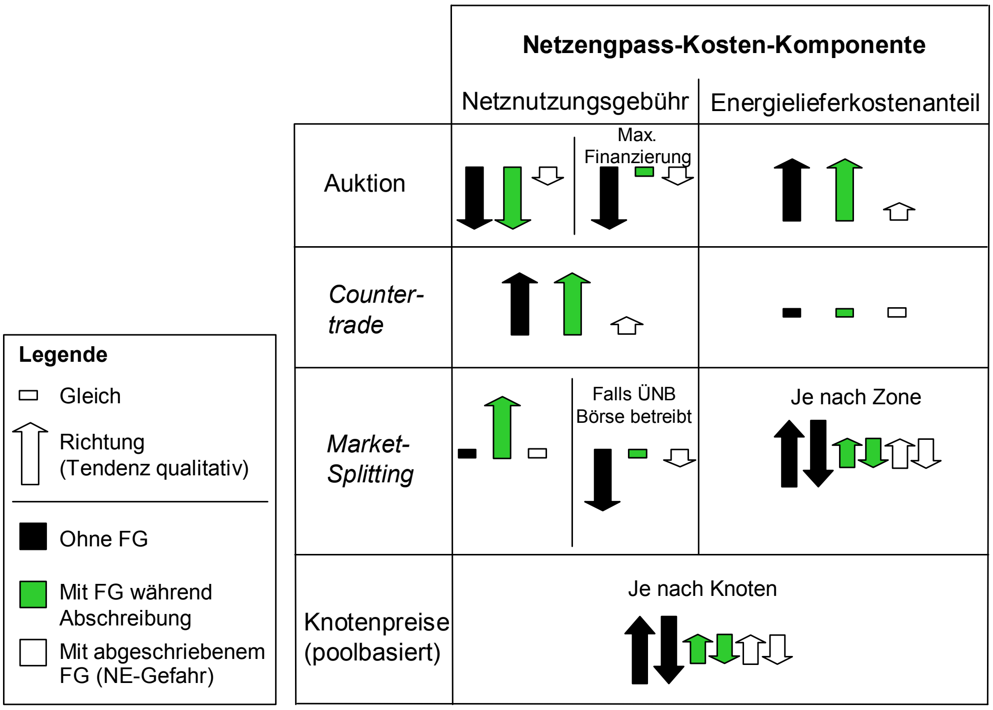


Bild C.1: Finanzierungskosten von KEM aus Kundensichtweise

Die oben genannte Tabelle gilt nur, wenn sich der ÜNB marktkonform verhält, d.h. er seine evtl. bei den einzelnen Verfahren entstehenden Gewinne nach Abzug seiner Kosten an die einzelnen Marktteilnehmer durchreicht.

Auktion

Wird die Auktion als NEMS eingesetzt, so erzielt der ÜNB Gewinne. Er reicht diese Gewinne über die Netznutzungsgebühr (Bild C.1, schwarzer Pfeil) unter Berücksichtigung der Managementkosten und der eventuell anfallenden Ausgaben für einen *Redispatch* an die Kunden weiter. Wird ein FACTS-Gerät, z.B. ein UPFC, als KEM so eingebaut, dass es den NE in hohem Maße beeinflussen kann, so ist es möglich die *Redispatch*-Kosten deutlich zu reduzieren. Dadurch kann ein Großteil der mit der Auktion erzielten Einkünfte über die Netznutzungsgebühr an die Kunden weitergereicht werden (Bild C.1, weißer Pfeil). In der Refinanzierungsphase des FACTS-Gerätes werden diese Ersparnisse nicht an die Kunden durchgereicht, sondern zur Finanzierung des Betriebsmittels genutzt (Bild C.1, grüner Pfeil). Dies bedeutet, dass der $P_{max,Zone\ A\ -\ B}$ - Wert (s. Bild 2.5) ohne Berücksichtigung des FACTS-Gerätes für die Auktion genutzt wird. Daher entstehen für den Händler - und damit auch für den Kunden - dieselben Kosten in der Refinanzierungsphase des FACTS-Gerätes wie ohne FACTS-Gerät (Bild C.1, schwarzer und grüner Pfeil). Ist das FACTS-Gerät vollständig finanziert, wird die Grenze $P_{max,Zone\ A\ -\ B}$ mit Berücksichtigung des FACTS-Gerätes bestimmt und somit gegenüber dem vorherigen Fall ohne FACTS-Gerät vergrößert (Bild C.1, weißer Pfeil). Die weißen Pfeile in Bild C.1 sind jedoch deutlich kleiner, da die Einkünfte durch die Auktion niedriger sind. Dies rührt daher, dass mehr Händlerangebote berücksichtigt werden können, (s. Bild 2.5 $P_{max,Zone\ A\ -\ B}$ größer $\Rightarrow$ Preis geringer) die damit zu niedrigeren Preisen führen. Somit ist auch der über die Netznutzungsgebühr zu erstattende Betrag geringer. Im Idealfall müsste das Verfahren der Auktion dann auch nicht mehr durchgeführt werden, da keine NE-Situationen mehr vorliegen. Eine Alternative wäre, dass der ÜNB während der Refinanzierungsphase seinen Profit nicht an die Kunden weiterreicht, sondern den Profit zusätzlich zur Finanzierung seines FACTS-Gerätes nutzt (Bild C.1, zweite Tabellenhälfte Netznutzungsgebühr). Dies führt zu einer deutlich schnelleren Finanzierung des FACTS-Gerätes.

Countertrade

Beim *Countertrade* hat der ÜNB für den *Redispatch* zu zahlen und verteilt diese Kosten auf alle Netznutzer (Bild C.1, schwarzer Pfeil). Bild C.2 illustriert den modifizierten *Countertrade*.

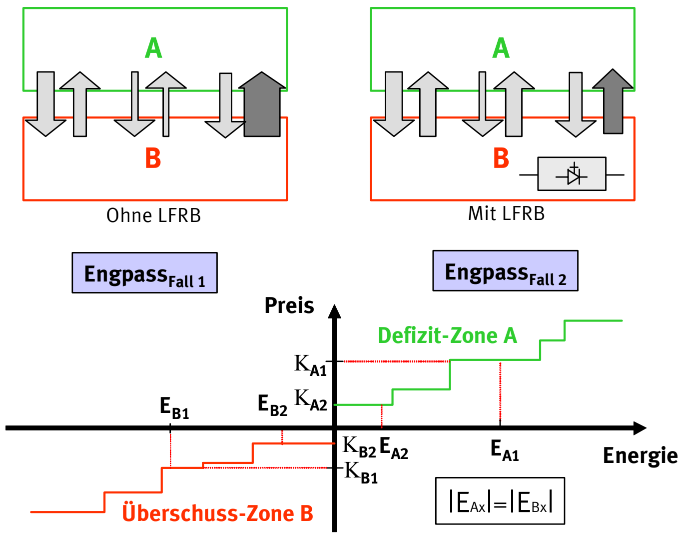


Bild C.2: *Countertrade* unter der Berücksichtigung von FACTS-Geräten

Wie auf der linken Bildseite zu sehen, liegt ohne KEM eine deutliche NE-Situation zwischen Zone A und B vor, während es durch den Einsatz eines UPFC als KEM möglich ist, den Leistungsfluss zwischen den beiden Zonen teilweise auf andere Leitungen zu verschieben. Dies führt zu einem kleineren NE-Fall (Index 2 in Bild C.2). Somit reduzieren sich auch die dem ÜNB zur NE-Beseitigung entstehenden Kosten (s. Bild C.1 weißer Pfeil). Diese Rückflüsse können zur Finanzierung des FACTS-Gerätes genutzt werden. Daher werden sie in der Refinanzierungsphase nicht an den Kunden weitergereicht (Bild C.1, grüner Pfeil). Es existiert keine zusätzliche Komponente in den Energiekosten der Kunden (Bild C.1, Energielieferkostenanteil).

Market-Splitting

Beim *Market-Splitting* ist zu unterscheiden, ob der ÜNB auch Gesellschafter der Börse ist, oder ob dieses Verfahren von einer unabhängigen Einrichtung (z.B. EEX) betrieben wird.

Für den ersten Fall wird der Kunde solange bis die KEM finanziert ist, keine Senkung der Netznutzungsgebühren erfahren (Bild C.1, grüner Pfeil (zweite Tabellenhälfte)). Erst wenn sich das Gerät amortisiert hat, kann der Netznutzer mit einer Reduzierung der NE-Komponente im Netznutzungsentgelt rechnen (Bild C.1, weißer Pfeil (zweite Tabellenhälfte)). Die NE-Komponente fällt wie bei der Auktion geringer aus, da aufgrund des zu erwartenden kleineren NE, die Einnahmen geringer sind. Im Idealfall muss keine Zonenaufteilung mehr erfolgen und es kann ein gemeinsamer Zonenpreis ermittelt werden.

Im zweiten Fall, wird der Netznutzer im Betrieb ohne und mit FG nicht an den Einnahmen aus dem *Market-Splitting* beteiligt. Will ein ÜNB eine KEM durchführen und finanzieren, so geht dies nur über eine Erhöhung der Netznutzungsgebühr (Bild C.1, grüner Pfeil).

Der Energielieferkostenanteil muss beim *Market-Splitting* gebietsspezifisch betrachtet werden. Der Einsatz eines FACTS-Gerätes beim *Market-Splitting* bringt eine Dämpfung der Preisvolatilität zwischen den einzelnen Zonen. Kommt es zu einem NE infolge mangelnder Übertragungskapazität zwischen den Zonen, d.h. der Zonenpreis kann nicht an den Gesamtmarktpreis angeglichen werden, besteht die Möglichkeit durch die KEM eine weitere Annäherung an den Gleichgewichtspreis oder gar das Erreichen dieses Preises zu erzielen. Erfolgt eine Annäherung, so ist die Preisdifferenz zwischen den Zonen geringer.

Da das Verfahren des *Market-Splitting* langfristig zur Erzeugungsverlagerung oder aber zum Netzausbau anregt, haben die langfristig in einer Hochpreiszone angesiedelten Marktteilnehmer ein Interesse an einer KEM. Wird von Seiten dieser Marktteilnehmer in eine KEM investiert, so erfüllt das die Absichten des Verfahrens, da durch die Investition in ein solches Betriebsmittel die Netzstruktur verändert wird.

Verfahren der knotenspezifischen Preise

Beim hier für poolbasierte Märkte betrachteten Verfahren der knotenspezifischen Preise wird die gesamte NE-Gebühr als eine Komponente der knotenspezifischen Preise auf die das Netz sehr stark belastenden Marktteilnehmer umgelegt. Die Knotenpreise, als Verknüpfung zwischen wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen, bilden ein äußerst komplexes, nicht transparentes Preissystem. Besonders jene Marktteilnehmer, die an ständig hochbepreisten Knoten angesiedelt sind, haben ein Interesse, diese Preise zur Kostenminimierung zu verändern. Auch hier wäre es möglich, eine Finanzierung über diejenigen Marktteilnehmer, die auch tatsächlich einen Vorteil durch die KEM haben, durchzuführen. Wird z.B. ein FACTS-Gerät eingebaut, so kann die Schwankung der Preise an den einzelnen Knoten im NE-Fall eingedämmt werden. Es können die Preisunterschiede der einzelnen Knoten im Einflussbereich der KEM verringert werden. Diese Tatsache kommt den Marktteilnehmern entgegen, da sie aufgrund relativ konstanter Preise ein gewisses Maß an Planungssicherheit bekommen.

Bei den beiden letzten Verfahren können sich die Marktteilnehmer über *Hedging* - Instrumente gegen die Preisschwankungen absichern. Die KEM stellt damit eine Alternative zum rein finanziellen Verfahren des *Hedging* dar, die zusätzlich das physikalische Problem löst und auch als „physikalisches" Risikomanagement oder „physikalisches" *Hedging* bezeichnet werden kann.

Anhang D - Netzdaten 15 knotiges Netz

$S_b = 100$ MVA; $\Delta t = 15$ Min.; $U_b = 138$ kV

Koppelknoten: $|U|_{min} = 0{,}95$ p.u.; $|U|_{max} = 1{,}05$ p.u.

Knotendaten

Netz-zone	Knoten	Typ	U [p.u.]	P_g [MW]	Q_g [MVAR]	P_l [MW]	Q_l [MVAR]	U_{min} [p.u.]	U_{max} [p.u.]	Freiwillige Angebote
1	1	Ref	1,05	450	110	230	85	0,9	1,1	Ja
1	2	PQ		0	0	400	150	0,9	1,1	
1	3	PU	1,05	255	70	165	42	0,9	1,1	Ja
1	4	PQ		0	0	120	30	0,9	1,1	
1	5	PU	1,02	330	110	210	76	0,9	1,1	Ja
2	6	PU	1,05	400	120	230	98	0,9	1,1	Ja
2	7	PQ		0	0	200	90	0,9	1,1	
2	8	PU	1,05	250	110	170	60	0,9	1,1	Ja
2	9	PQ		0	0	155	90	0,9	1,1	
2	10	PU	1,02	300	100	215	80	0,9	1,1	Ja
3	11	PU	1,05	550	110	170	80	0,9	1,1	Ja
3	12	PQ		0	0	200	110	0,9	1,1	
3	13	PU	1,05	355	100	160	70	0,9	1,1	Ja
3	14	PQ		0	0	170	80	0,9	1,1	
3	15	PU	1,02	285	100	210	75	0,9	1,1	Ja

Angebotsdaten

Knoten	P_{1h} [MW]	K_{1h} Euro-Cent/KWh	P_{2h} [MW]	K_{2h} Euro-Cent/KWh	P_{3h} [MW]	K_{3h} Euro-Cent/KWh	P_{1r} [MW]	K_{1r} Euro-Cent/KWh	P_{2r} [MW]	K_{2r} Euro-Cent/KWh	P_{3r} [MW]	K_{3r} Euro-Cent/KWh
1	40	3	60	5	0	0	-20	0,2	-40	0,15	0	0
3	110	3	0	0	0	0	-20	0,35	-40	0,3	0	0
5	100	7	0	0	0	0	-30	0,6	-40	0,4	0	0
6	100	8	0	0	0	0	-30	0,7	-40	0,5	0	0
8	200	4	0	0	0	0	-100	0,2	0	0	0	0
10	200	3,5	0	0	0	0	-100	0,2	0	0	0	0
11	100	7	0	0	0	0	-30	0,8	-40	0,5	0	0
13	100	9	0	0	0	0	-30	0,5	-40	0,4	0	0
15	100	5	0	0	0	0	-30	0,4	-40	0,3	0	0

Leitungsdaten

Knoten Von	Knoten Nach	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	S_{abmax} [MVA]	Knoten Von	Knoten Nach	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	S_{abmax} [MVA]
1	2	0,041	0,3146	0,074	165	8	10	0,019	0,1396	0,032	165
1	3	0,031	0,2375	0,056	165	9	10	0,057	0,4401	0,104	165
1	4	0,042	0,3216	0,076	165	11	12	0,041	0,3146	0,074	165
2	3	0,057	0,4401	0,104	165	11	13	0,031	0,2375	0,056	165
2	5	0,036	0,2808	0,066	165	11	14	0,057	0,4401	0,104	165
3	5	0,019	0,1396	0,032	165	12	13	0,024	0,1824	0,043	165
4	5	0,057	0,4401	0,104	165	12	15	0,036	0,2808	0,066	165
6	7	0,041	0,3146	0,074	165	13	15	0,019	0,1396	0,032	165
6	8	0,031	0,2375	0,056	165	14	15	0,057	0,4401	0,104	165
6	9	0,042	0,3216	0,076	165	2	6	0	0,4401	0	165
7	8	0,024	0,1824	0,043	165	2	11	0	0,1824	0	165
7	10	0,036	0,2808	0,066	165	7	15	0	0,1824	0	165

R und B der Kuppelleitungen müssen zu Null gesetzt werden.

Statische Kompensationseinrichtungen

Knoten	G [p.u.]	B [p.u.]
9	0	1
14	0	1

Anhang E - Erweiterte Netzdaten IEEE RTS 96 -Netz

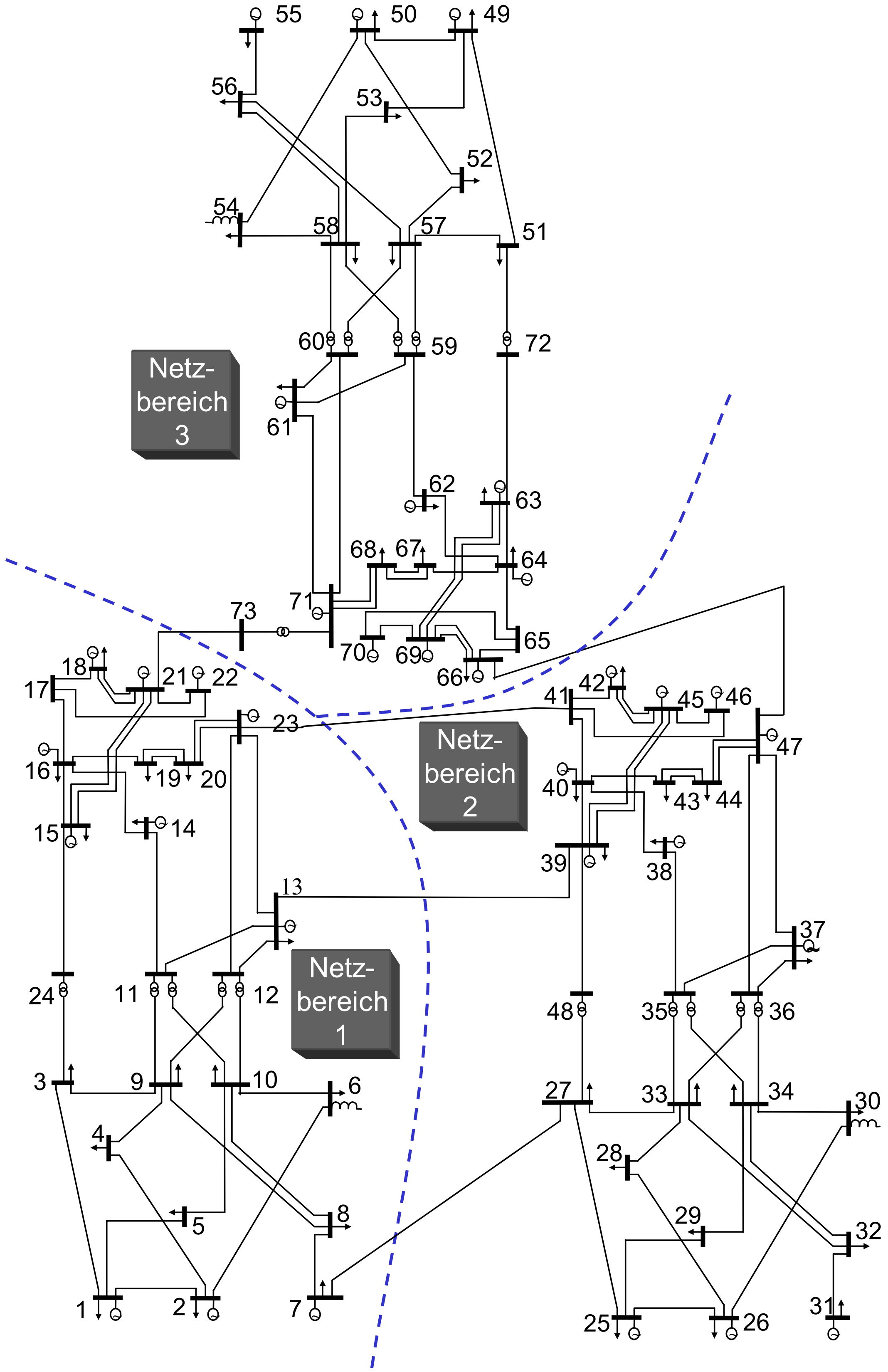


Bild E.1: IEEE-RTS 96 Testnetz

$S_b = 100$ MVA; $\Delta t = 15$ Min.; Koppelknoten: $|U|_{min} = 0{,}95$ p.u.; $|U|_{max} = 1{,}05$ p.u.

Modifikation gegenüber Orginalnetz [129]:

- Kontinuierliche Nummerierung des Netzes.
- Ersetzung der Kabel 6-10; 34-30; 54-58 durch Freileitungen.
- Änderung des Grundbelastungszustandes (NE 7-27; NE 47-66)

Angebotsdaten

Knoten	P_{1h} [MW]	K_{1h} Euro-Cent/KWh	P_{2h} [MW]	K_{2h} Euro-Cent/KWh	P_{3h} [MW]	K_{3h} Euro-Cent/KWh	P_{1r} [MW]	K_{1r} Euro-Cent/KWh	P_{2r} [MW]	K_{2r} Euro-Cent/KWh	P_{3r} [MW]	K_{3r} Euro-Cent/KWh
1	60	6	60	9	0	0	-100	1	0	0	0	0
2	90	5	0	0	0	0	-110	0,97	0	0	0	0
7	100	5	180	8	280	11	-80	0,8	-180	0,6	0	0
13	50	4	100	7	0	0	-120	0,85	-80	0,6	-40	0,4
14	80	7	140	10	0	0	-75	0,25	0	0	0	0
15	120	7	250	9	0	0	-130	1,8	-250	0,8	0	0
16	120	9	0	0	0	0	-90	0,5	-50	0,35	-30	0,2
18	75	8	120	10	0	0	-80	6	0	0	0	0
21	40	4	80	7	120	10	-100	0,8	-75	0,6	-50	0,4
22	70	9	190	14	0	0	-120	0,7	-220	0,4	0	0
23	150	4	0	0	0	0	-90	0,5	0	0	0	0
25	180	3	0	0	0	0	-70	0,7	0	0	0	0
26	30	5	50	7	150	1	-100	1,5	-220	0,8	0	0
31	70	5	120	8	0	0	-60	0,5	-40	0,3	0	0
37	50	3,5	100	11	0	0	-150	0,8	-250	0,4	0	0
38	120	7	250	9	0	0	-130	1,8	-250	0,8	0	0
39	95	7,25	0	0	0	0	-90	0,8	0	0	0	0
40	20	4	50	5	100	8	-80	0,6	-60	0,3	0	0
42	65	7	100	12	0	0	-120	0,9	-75	0,6	0	0
45	100	12	0	0	0	0	-70	0,7	0	0	0	0
46	180	8	80	10	0	0	-200	0,8	0	0	0	0
47	85	8	110	11	0	0	-100	0,7	-65	0,4	0	0
49	200	10	300	14	0	0	-140	0,6	-220	0,3	0	0
50	80	5	230	10	0	0	-100	1,5	-220	0,8	0	0
55	70	5	120	8	0	0	-60	0,5	-40	0,3	0	0
61	160	6,5	260	8	380	14	-100	0,6	0	0	0	0
62	40	4	80	7	120	10	-100	0,8	-75	0,6	-50	0,4
63	95	7,25	0	0	0	0	-90	0,7	0	0	0	0
64	20	2,5	50	4	100	8	-80	0,6	-60	0,3	0	0
66	65	7	100	12	0	0	-120	0,9	-75	0,6	0	0
69	120	8	260	11	0	0	-140	0,5	-260	0,2	0	0
70	180	4	0	0	0	0	-200	0,8	0	0	0	0
71	85	8	110	11	0	0	-100	0,7	-65	0,4	0	0

Zugehörigkeit der Bilanzkreise zum Bilanzkreisverantwortlichen für NE 7-27 Situation

BK. Nr.	BKV. Name	Austausch über NE	BK. Nr.	BKV. Name	Austausch über NE
1	A	400	7	D	200
2	B	100	8	A	0
3	C	0	9	B	0
4	D	-200	10	C	0
5	A	-400	11	D	0
6	B	-100			

Zugehörigkeit der Lasten und Generatoren zu den Bilanzkreisen für NE 7-27 Situation

Zone 1			Zone 2			Zone 3			Zone 1			Zone 2			Zone 3		
Knoten	BK Gen.	BK Last	Knoten	BK Gen.	BK Last	Knoten	BK Gen.	BK Last	Knoten	BK Gen.	BK Last	Knoten	BK Gen.	BK Last	Knoten	BK Gen.	BK Last
1	2	4	25	7	6	49	10	8	13	1	1	37	5	5	61	8	10
2	2	2	26	6	6	50	9	11	14	4	3	38	6	5	62	0	10
3	0	1	27	0	6	51	0	8	15	3	3	39	7	5	63	10	11
4	0	4	28	0	6	52	0	11	16	1	2	40	6	5	64	9	8
5	0	4	29	0	6	53	0	11	17	0	0	41	0	0	65	0	0
6	0	2	30	0	6	54	0	10	18	3	4	42	5	5	66	8	10
7	2	3	31	7	7	55	10	8	19	0	1	43	0	7	67	0	10
8	0	2	32	0	6	56	0	11	20	0	1	44	0	7	68	0	10
9	0	1	33	0	6	57	0	8	21	4	0	45	5	0	69	8	0
10	0	2	34	0	6	58	0	8	22	3	0	46	5	0	70	9	0
11	0	0	35	0	0	59	0	0	23	1	0	47	7	0	71	8	0
12	0	0	36	0	0	60	0	0	24	0	0	48	0	0	72	0	0
															73	0	0

Belastungszustand

			NE 7-27				NE 47-66							NE 7-27				NE 47-66			
Zone	Knoten Nr.	Angebote	P_g [MW]	Q_g [MVAR]	P_l [MW]	Q_l [MVAR]	P_g [MW]	Q_g [MVAR]	P_l [MW]	Q_l [MVAR]	Zone	Knoten Nr.	Angebote	P_g [MW]	Q_g [MVAR]	P_l [MW]	Q_l [MVAR]	P_g [MW]	Q_g [MVAR]	P_l [MW]	Q_l [MVAR]
1	1	Ja	172	28,2	108	22	172	28,2	108	22	2	38		0	13,68	194	39	0	13,68	194	39
1	2		222	14	47	20	172	14	97	20	2	39		135	0,048	327	64	215	0,048	317	64
1	3		0	0	180	37	0	0	180	37	2	40		55	25,22	100	20	55	25,22	100	20
1	4		0	0	74	15	0	0	74	15	2	41		0	0	0	0	0	0	0	0
1	5		0	0	71	14	0	0	71	14	2	42		400	137,4	333	68	400	137,4	333	68
1	6		0	0	136	28	0	0	136	60	2	43		0	0	181	37	0	0	281	37
1	7	Ja	400	51,8	65	25	240	51,6	125	25	2	44		0	0	128	26	0	0	328	26
1	8		0	0	171	35	0	0	171	35	2	45		400	108,2	0	0	400	108,2	0	0
1	9		0	0	175	36	0	0	175	36	2	46	Ja	300	-29,7	0	0	300	-29,7	0	0
1	10		0	0	195	40	0	0	195	40	2	47		660	135,3	0	0	260	135,3	0	0
1	11		0	0	0	0	0	0	0	0	2	48		0	0	0	0	0	0	0	0
1	12		0	0	0	0	0	0	0	0	3	49	Ja	172	28,2	108	22	172	28,2	108	22
1	13		285,3	122,1	115	54	285,3	122,1	265	54	3	50		172	14	97	20	172	14	97	20
1	14		0	13,7	194	39	0	13,7	194	39	3	51		0	0	180	37	0	0	180	37
1	15	Ja	215	0,05	317	64	215	0,05	317	64	3	52		0	0	74	15	0	0	74	15
1	16		155	25,22	100	20	155	25,22	100	20	3	53		0	0	71	14	0	0	71	14
1	17		0	0	0	0	0	0	0	0	3	54		0	0	136	28	0	0	136	128
1	18		400	137,4	333	68	400	137,4	333	30	3	55		240	51,6	125	25	240	51,6	125	25
1	19		0	0	181	37	0	0	181	37	3	56		0	0	171	35	0	0	171	35
1	20		0	0	128	26	0	0	128	23	3	57		0	0	175	36	0	0	175	36
1	21		400	108,2	0	0	400	88,2	0	0	3	58		0	0	195	40	0	0	195	40
1	22	Ja	400	-29,7	0	0	300	-29,7	0	0	3	59		0	0	0	0	0	0	0	0
1	23		860	135,3	0	0	660	135,3	0	0	3	60		0	0	0	0	0	0	0	0
1	24		0	0	0	0	0	0	0	0	3	61	Ja	285,3	122,1	265	54	285,3	122,1	265	54
2	25		172	28,2	108	22	172	28,2	108	22	3	62		0	13,68	194	39	100	13,68	194	39
2	26	Ja	92	14	167	20	172	14	97	20	3	63		215	0,048	317	64	315	0,048	317	64
2	27		0	0	380	37	0	0	180	37	3	64		155	25,22	100	20	205	25,22	50	20
2	28		0	0	74	15	0	0	74	15	3	65		0	0	0	0	0	0	0	0
2	29		0	0	71	14	0	0	71	14	3	66		400	137,4	333	68	800	137,4	233	68
2	30		0	0	136	28	0	0	136	128	3	67		0	0	181	37	0	0	181	37
2	31		140	51,6	125	25	240	51,6	125	25	3	68		0	0	128	26	0	0	128	26
2	32		0	0	171	35	0	0	171	35	3	69	Ja	400	108,2	0	0	500	108,2	0	0
2	33		0	0	175	36	0	0	175	36	3	70		300	-29,7	0	0	300	-29,7	0	0
2	34		0	0	195	40	0	0	195	40	3	71		660	135,3	0	0	660	135,3	0	0
2	35		0	0	0	0	0	0	0	0	3	72		0	0	0	0	0	0	0	0
2	36		0	0	0	0	0	0	0	0	3	73		0	0	0	0	0	0	0	0
2	37	Ja	185,3	122,1	265	54	185,3	122,1	265	54											

Abkürzungen

ADM	*Alternating Direct Method of Multipliers*
APP	*Auxiliary Problem Principle*
ATC	*Available transmission capacity*
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CC	*Congestion Clock*
CEER	*Council of European Energy Regulators*
DACF	*Day Ahead Congestion Forecast*
DG-TREN	Generaldirektion Energie und Verkehr
DVG	Deutsche Verbund Gesellschaft e. V.
ETSO	*European Transmission System Operators Association*
Euroelectric	*Union of the Electric Industry-EURELECTRIC*
EuroPEX	*Association of European Power Exchanges*
FACTS	*Flexible AC Transmission Systems*
GEODE	*European Group of Energy Distribution Companies and Organisations*
GGDF	*Generalized Generation Distribution Factor*
GLDF	*Generalized Load Distribution Factors*
GSDF	*Generation Shift Distribution Factor*
ISO	*Independent System Operator*
KEM	kapazitätserweiternde Maßnahme
KW	Kraftwerk
LF	Lastfluss
LFRB	Leistungsflussregelnde Betriebsmittel
NBT	Netzberechnungs-Toolbox
NE	Netzengpass

NEM	Netzengpass-Management
NEMS	Netzengpass-Management-System
NTC	*Negotiated transmission capacity*
OPF	*Optimal Power Flow*
PTDF	*Power Transfer Distribution Factor*
SPRB	Spannungsregelndes Betriebsmittel
SQP	Sequentielle Quadratische Programmierung
SVC	*Static Var Compensator*
TSO	*Transmission System Operator*
UCTE	*Union for the Co-ordination of Electricity Transmission*
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UPFC	*Unified Power Flow Controller*
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.

Verweise auf das World Wide Web

Auktion NL-D	http://www.tso-auction.org
CEER	http://www.e-control.at/ dort unter CEER
ETSO	http://www.etso-net.org/
EU Binnenmarkt Infr.	http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/infra_energy_en.html
EU DG-TREN	http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_de.html
EU TEN-E	http://europa.eu.int/comm/energy/ten-e/en/index.html
EURELECTRIC	http://www.eurelectric.org/
EuroPEX	http://www.europex.org
Florence-Prozess	http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html
GEODE	http://www.geode-eu.org
MATLAB®	http://www.mathworks.com
MPI	http://www-unix.mcs.anl.gov/mpi
PVM	http://www.csm.ornl.gov/pvm
UCTE	http://www.ucte.org/
VDN	http://www.vdn-berlin.de

Formelzeichen

A	Matrix (Allgemein)
A	Angebotsgrenzen
b	Vektor (Allgemein)
b	y-Achsenabschnitt der Geradengleichung
C	Preis
C	Koppelmatrix
D	Duale Funktion
Diff	Konstante Abweichung bei unterschiedlichen Winkelbezugssystemen
E	Energie
f	Zielfunktion
G	Differenzenquotient
g	Gleichheitsnebenbedingung
h	Ungleichheitsnebenbedingung
I	Strom
K	Kosten *C* Preis
k	Iterationsschritt
K'	Maximal erzielbarer Preis beim *Market-Splitting*
L	Lagrange Funktion/Linearisierte Abschnitte der Zielfunktion
MCP	Market Clearing Price
P	Wirkleistung
p	Gewichtungsfaktor physikalisches Modell
P'	Maximal erzielbare Leistungsverschiebung beim *Market-Splitting*
Q	Blindleistung
Q'	Blindleistung Querzweig UPFC
Q''	Blindleistung Längszweig UPFC

S	Scheinleistung
T	Summierter Austauschfahrplan
t	Zielfunktionersetzung
$\mathrm{T_x}$	Zeitspanne x
U	Spannung
V	Vorzeichenmatrix
w	Gewichtungsfaktor wirtschaftliches Modell
$\mathbf{x}$	Zustandsvektor
x	Element der Knotenreaktanzmatrix
X	Betriebsmittel Längsreaktanz
y	Element der Knotenadmittanzmatrix
Y	Knotenadmittanzmatrix
α	Aktualisierung Lagrange-Faktor der Kopplung
β	Gewichtungsfaktor Strafterm APP
δ	Spannungswinkel
ε	Abbruch Schranke
γ	Gewichtungsfaktor Strafterm APP, ADM
η	Gewichtungsfaktor Lagrangefaktor Aktualisierung nach Polyak-II
κ	Lagrange-Faktor der Kopplung
λ	Lagrange-Faktor der Gleichheitsnebenbedingung
θ	Winkel eines Elementes Knotenadmittanzmatrix
τ	Gewichtungsfaktor der Winkelbedingung
υ	Grenzen-Gewichtungsfaktor nach Polyak-II
μ	Lagrange-Faktor

Indizes

A	korrespondierende Kopplung
abs	Absolut
Ausfallsim.	Wert nach Ausfallsimulation
B	korrespondierende Kopplung
BKV	Bilanzkreisverantwortlich
g	Generator
ges	Gesamt
glob	Globale Optimierung
Gr	Gruppe
hier	Hierarchische Optimierung
i	Laufindex, Knotennummer
j	Laufindex, Knotennummer
k	Laufindex, Knotennummer
l	Last
m	Laufindex, Knotennummer
max	Maximum
min	Minimum
n	Laufindex, Knotennummer
p	Physikalisches Modell
spez.	Spezifisch
Subo.i	Zugehörigkeit zum Suboptimierungsproblem i
subst.	Substituiert
T	Transponiert
U	Spannung
v	Laufindex, Knotennummer

w	Wirtschaftliches Modell
x	Platzhalter für Laufindex, Knotennummer
Zone	Regelzone

Vereinbarungen

Δ	Inkrementelle Veränderung
∧	Koppelvektor
*	Konjugiert komplex
+	optimale Lösung des konvexen Optimierungsproblems.
~	Abgeschätzt
Im{...}	Imaginärteil einer komplexen Größe
Re{...}	Realteil einer komplexen Größe

Matrizen und Vektoren werden durch fette Schriftart gekennzeichnet.

Komplexe Größen sind durch einen Überstrich markiert.

Lebenslauf

Persönliche Daten		geboren am 17. Dez. 1969 in Hamm, verheiratet, 1 Tochter, deutsch
Berufstätigkeit	09/86 - 07/90	Ausbildung zum Energieanlagenelektroniker und Berufstätigkeit bei der Deutschen Bundesbahn in Hamm
	02/96 - 06/97	Studentische Hilfskraft am Fraunhofer - Institut für Materialfluss und Logistik in Dortmund
	12/97 - 05/98	Studentische Hilfskraft am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung in Dortmund
	01/99 - 08/99	Ausbildungsmanager der Firma Controlware in Dietzenbach
	Seit 09/99	Wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund (vorm. Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung)
Zivildienst	07/91 - 09/92	Deutsches Rotes Kreuz in Hamm
Schulbildung	08/76 - 07/86	Grund-, Haupt- und Realschule in Hamm
	08/90 - 07/91	Fachoberschule in Hamm
Studium	10/92 - 03/96	Universität Gesamthochschule Paderborn, fachgebundene Hochschulreife und Vordiplom Elektrotechnik
	04/96 - 09/98	Universität Dortmund, Hauptstudium Elektrotechnik
Auslandsstudien	05/98 - 08/98	Im Rahmen der Diplomarbeit, Seoul National University, Power Systems and Economics Laboratory, Südkorea
	11/01 - 12/01	Forschungsaufenthalt, DAAD-Projekt, Universidad Nacional de San Juan, Instituto de Energia Eléctrica, Argentinien
	8/03	Forschungsaufenthalt, DFG-Projekt, Russian Academy of Sciences, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russland