

**Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen
im liberalisierten Energiemarkt
unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren**

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktoringenieurin
(Dr.-Ing.)**

von Dipl.-Ing. Antje Orths
geb. am 28.09.1967 in Oelde/ Westf.

genehmigt durch die Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Styczynski
Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. Kurt Feser
Prof. Dr.-Ing. Olaf Ruhle

Promotionskolloquium am 21. Januar 2003

Antje Orths

**Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen
im liberalisierten Energiemarkt
unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren**

Otto-von-Guericke-Universität-Magdeburg

Magdeburg 2003

Orths, Antje:

Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren

Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, 2003

ISBN 3-929757-57-5

Magdeburg, Univ., Diss., 2003

© Copyright 2003 Antje Orths

“Die Klage über die Schärfe des Wettbewerbs
ist in Wirklichkeit nur die Klage
über den Mangel an Einfällen.”

Walther Rathenau

(1867 - 1922)

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Assistentin an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen (LENA) der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil Z. A. Styczynski, LENA, für die Anregung zu dieser Arbeit und die wertvollen Diskussionen mit ihm, die dieser Arbeit wichtige Impulse gaben. Für seine stete Unterstützung durch die Schaffung von Rahmenbedingungen für fachliche wie auch persönliche Weiterentwicklung wie auch das entgegengebrachte Vertrauen möchte ich ihm ebenso herzlich danken.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. K. Feser, dem Institutsleiter des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart, danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferates wie auch für seine jahrelange Begleitung des Themas, die der Übernahme einer Art Patenschaft gleichkam und gewiss nicht selbstverständlich ist. Er gab mir jedes Jahr die Möglichkeit, mit ihm und den Mitarbeitern seines Institutes das Thema in der entspannten aber konzentrierten Atmosphäre der Berge Österreichs zu diskutieren, wodurch so manche Idee entstanden ist.

Ein weiteres Korreferat wurde freundlicherweise von Herrn Prof. Dr.-Ing. O. Ruhle, Siemens AG, Erlangen, PTD, SE NC5, übernommen. Dafür möchte ich ihm ebenso aufrichtig danken, wie auch für die von Beginn an fruchtbare und unkomplizierte Zusammenarbeit nicht nur im Rahmen eines gemeinsamen BMWi-Projektes, durch das auch diese Arbeit beflügelt wurde.

Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. H. Mecke, IESY, O-v-G-Universität Magdeburg, danke ich für die Übernahme des Vorsitzes des Promotionskommission und die sympathische Art, mit der er das Promotionskolloquium moderierte.

Herrn Prof. Dr. rer. nat. habil. J. Nitsch, IGET, O-v-G-Universität Magdeburg, danke ich für seine Mitarbeit in der Promotionskommission und sein dieser Arbeit entgegengebrachtes Interesse.

Eine von mir hoch geschätzte Unterstützung war und ist das freundliche Klima am Institut wie auch die engagierten Diskussionen, wofür ich allen Institutsangehörigen des IESY, besonders denen des Lehrstuhls LENA dankbar bin. Besonders erwähnen möchte ich hierbei meine Kollegen Herrn Dipl.-Ing. Andrzej Bachry und Herrn Dipl.-Ing. Jens Kroitsch. Den Hilfsassistenten, Diplomandinnen und Diplomanden, besonders Herrn Dipl.-Wirtmath. Holger Schumann, Frau M. Sc. Yuliya Aleksandrova und Herrn Dipl.-Ing. Tobias Wittmann sowie Herrn Dipl.-Math. Martin Grüning sei an dieser Stelle ebenfalls gedankt, da sie mit ihren Arbeiten wichtige Beiträge leisteten.

Meiner Familie danke ich für die stetige moralische Unterstützung, welche das Fundament darstellt, auf dem ein Mensch und nicht zuletzt auch ein Projekt "Promotion" überhaupt erst wachsen kann. Nicht vergessen möchte ich bei der Danksagung meine alten (-Verzeihung...) Sandkastenfreundinnen Susanne, Sabine und Elke und ihnen sowohl für die vor etlichen Jahren durchgeführten praktischen Übungen zum Thema danken als auch dafür, dass sie mir noch heute mit Rat und Tat zur Seite stehen.

Der Deutschen Forschungsgemeinschaft danke ich für die finanzielle Unterstützung.

Magdeburg, März 2003

Antje Orths

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | EINLEITUNG..... | 1 |
| 1.1 | NETZPLANUNG ALS OPTIMIERUNGSAUFGABE | 1 |
| 1.2 | INHALTE UND ANWENDUNGSBEREICHE DER SPIELTHEORIE | 3 |
| 1.3 | AUFGABENSTELLUNG UND ZIELE DER ARBEIT | 4 |
| 2 | AUFGABEN DER NETZPLANUNG | 6 |
| 2.1 | EINLEITUNG | 6 |
| 2.2 | NETZPLANUNG UNTER VERÄNDERTEN RAHMENBEDINGUNGEN | 7 |
| 2.2.1 | Entwicklungstendenzen..... | 10 |
| 2.2.2 | Einbindung dezentraler Erzeuger..... | 12 |
| 2.2.3 | Neue Planungswerkzeuge | 15 |
| 2.3 | DATENMODELLE DER ENERGIEVERSORGER | 17 |
| 3 | MULTIKRITERIELLE OPTIMIERUNG MIT SPIELTHEORIE - MODELLBILDUNG | 19 |
| 3.1 | EINORDNUNG DER SPIELTHEORIE IN OPTIMIERUNGSVERFAHREN | 20 |
| 3.2 | EINSATZ DER SPIELTHEORIE BEI OPTIMIERUNGSAUFGABEN | 22 |
| 3.2.1 | Mathematische Spielbeschreibung | 23 |
| 3.2.2 | Auswahl der Spielart für Netzplanungsaufgaben | 25 |
| 3.2.3 | Auswahl des Lösungskonzeptes für Netzplanungsaufgaben | 28 |
| 3.3 | ANWENDUNG DER SPIELTHEORIE FÜR DIE NETZPLANUNG | 30 |
| 3.4 | BESCHREIBUNG DES LÖSUNGALGORITHMUS | 34 |
| 3.5 | MODELLIERUNG VON PLANUNGSKRITERIEN..... | 43 |
| 3.5.1 | Zuverlässigkeit des Netzes | 43 |
| 3.5.2 | Wirtschaftlichkeit | 53 |
| 3.5.3 | Betriebsqualität..... | 58 |
| 3.5.4 | Realisierbarkeit..... | 60 |
| 4 | EINFLUSS DER ENERGIEMARKTEIGENSCHAFTEN AUF DIE NETZPLANUNG..... | 61 |
| 4.1 | BETRACHTUNG DES MARKTES AUS NETZPLANUNGS-GESICHTSPUNKT..... | 62 |
| 4.1.1 | Eigenschaften – mathematische Modellierung neuer Betriebsmittel | 62 |
| 4.1.2 | Modellierung des Marktes | 70 |
| 4.1.3 | Machtindizes | 73 |
| 4.2 | PARAMETRISCHE UND NICHT-PARAMETRISCHE PLANUNGSKRITERIEN | 76 |
| 4.2.1 | Transparenz der Netzstruktur | 77 |
| 4.2.2 | Redundanz der Betriebsmittel | 78 |
| 4.2.3 | Planungsprognose | 78 |
| 4.2.4 | Monitoring..... | 78 |
| 4.2.5 | Umweltkriterien..... | 79 |
| 4.2.6 | Kategorie der Investition..... | 79 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.3 | EINFLUSS DER MARKTBERÜCKSICHTIGUNG AUF DIE PLANUNGSKRITERIEN | 79 |
| 4.3.1 | Zuverlässigkeit | 80 |
| 4.3.2 | Wirtschaftlichkeit | 81 |
| 4.3.3 | Betriebsqualität..... | 82 |
| 4.3.4 | Realisierbarkeit..... | 83 |
| 4.4 | BESTIMMUNG DER FORM DES SOFTWARE-PAKETS | 83 |
| 5 | OPTIMALE NETZPLANUNG - BEISPIELE | 84 |
| 5.1 | VERGLEICH SPIELTHEORETISCHER ANSATZ MIT KOMBINATORISCHEM ANSATZ | 85 |
| 5.2 | NETZOPTIMIERUNGSRECHNUNGEN IN EINEM VERTEILUNGSNETZ | 91 |
| 5.2.1 | Entwicklungen im Netz und Lösungsstrategien | 93 |
| 5.2.2 | Optimierungsrechnungen..... | 95 |
| 5.2.3 | Sensitivität der Ergebnisse..... | 101 |
| 6 | ZUSAMMENFASSUNG | 105 |
| 7 | SUMMARY | 108 |
| 8 | LITERATUR | 111 |
| 9 | FORMELZEICHEN- UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS | 121 |

1 Einleitung

Im liberalisierten Energiemarkt muss sich die Netzplanung veränderten Bedingungen und Inhalten stellen. Wachsender Kostendruck, Umstrukturierung der Energieversorgungsunternehmen (EVU) wie auch Prioritätsverschiebungen bei der Energieerzeugung führen zur Notwendigkeit, auch Netzplanungsverfahren zu optimieren. Die Netzplanung ist zu einer multikriteriellen Optimierungsaufgabe geworden. In der Arbeit wird ein spieltheoretischer Ansatz präsentiert, mit dessen Hilfe diese multikriterielle Optimierungsaufgabe auch unter Marktbedingungen gelöst werden kann. Mit diesem Ansatz wird es möglich, die beste Lösung des Planungsproblems zu finden.

Die optimale Koordination verschiedener Interessen, wie sie im Bereich der Netzplanung auftreten, wird mit kooperativen Spielen und Machtindizes vorgenommen. Die dafür notwendigen mathematischen Modelle der Planungskriterien, ihre Transformation in ein standardisiertes System, sowie der Lösungsalgorithmus selbst werden in der Arbeit vorgestellt. Anhand von Planungsbeispielen wird gezeigt, wie sich die veränderten Randbedingungen und die Anwendung des multikriteriellen Ansatzes auf die dadurch entstehenden Netzszenarien auswirken.

1.1 Netzplanung als Optimierungsaufgabe

Bei der Planung von Energieversorgungsnetzen geht es darum, Netzstrukturen zu finden, die eine technikgerechte, zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung der Kunden mit Elektroenergie gewährleisten [1]. Die Planung kann als Optimierungsaufgabe definiert werden und wurde bisher durch den Einsatz verschiedenster Methoden, wie z.B. linearer Programmierung [2],[3], dynamischer Programmierung [4], heuristischer Methoden [5], und auch durch Expertensysteme [6],[7],[8] unterstützt.

Der Netzplanungsprozess ist innerhalb mehrerer Jahrzehnte entstanden [9] und er entwickelt sich unter den veränderten Randbedingungen des liberalisierten Marktes für Elektroenergie weiter. Herkömmliche Methoden haben sich in der Planung darauf konzentriert, lediglich das Kostenkriterium zu optimieren, wohingegen andere Kriterien, wie beispielsweise technische, Betriebs- und Zuverlässigkeitskenngrößen als streng vorgegebene Grenzen oder Regeln wie in einem Expertensystem angesehen worden sind.

Neue Randbedingungen, die durch den Deregulierungsprozess hervorgerufen wurden, führen zu einer weitreichenden Umgestaltung des Energiemarktes und somit auch der Netzplanung [10]. Eine Tendenz von der bisher vornehmlich von Sicherheits- und Reservedenken geprägten Elektrizitätsversorgungsstruktur zur verbrauchsorientierten ökonomisch und vielleicht auch ökologisch optimierten Struktur ist erkennbar [11]. Zudem ist der Ausstieg aus der Kernenergie beabsichtigt, und es kann folglich eine vermehrte Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten beobachtet werden, deren Einspeiseverhalten z.T. von stochastisch fluktuierenden Quellen, wie der Wind- und Sonnenenergie, beeinflusst wird [12]. Maßnahmen, die unter den früheren Rahmenbedingungen undenkbar waren, erhalten eine andere Wertigkeit, so dass beispielsweise auf Mittelspannungsebene der Zubau von Erzeugungseinheiten anstelle von neuen Leitungen in Frage kommen kann. Hier sind umfangreiche Untersuchungen bezüglich Wirtschaftlichkeit, Betriebsverhalten, Zuverlässigkeit der Stromversorgung und betrieblicher Anforderungen notwendig.

Der durch die Deregulierung des Strommarktes neu entstandene Kosten- und Preisdruck bei den Energieversorgern verlangt somit nach neuartigen, flexiblen Planungsinstrumenten, die auch neue Maßnahmen zulassen, welche unter verschiedenartigen Gesichtspunkten optimiert werden müssen. Die Netzausbauplanung geschieht im Allgemeinen in mehreren Stufen, wobei die Entscheidungen schrittweise angepasst werden. Die langfristigen Planungsaufgaben der Energieversorger haben eine multikriterielle Struktur bekommen, d.h., viele Kriterien müssen gleichzeitig in den Optimierungsprozess einbezogen werden, und zwar als veränderbare Kriterien, statt als feste Randbedingungen.

Diese veränderte Planungsaufgabe ist mit konventionellen Methoden nicht lösbar, da mit diesen nicht gleichzeitig alle Optimierungsfragen als solche behandelt werden können. Eine Entwicklung neuer Methoden zur effektiven und optimierten Netzplanung wurde somit notwendig und wird im Rahmen dieser Arbeit vorgestellt.

Eine Analyse der Planungsumgebung zeigt, dass die Liberalisierung bezüglich der Kostenberechnung einen stimulierenden Effekt auf die Netzbetreiber hat, da diese sich seitdem auch verstärkt z.B. mit den Erwartungen der Kunden nach einer höheren Kostentransparenz auseinandersetzen müssen. Die Netzplanung steht somit gegenwärtig im Spannungsfeld zwischen unterschiedlichen Interessengruppen mit verschiedenen Beziehungen zueinander, beispielsweise Gesetzgebern, Erzeugungsunternehmen und Kunden.

Der neue Blickwinkel auch auf Kundenwünsche bei gleichzeitiger Erfordernis hoher Effektivität sowohl des Netzbetriebs als auch der Kosten führt zu einer Verschiebung der Prioritäten während des Netzplanungsprozesses. Netzbetreiber sind gezwungen, den optimalen Kompromiss zwischen den verschiedenen Erfordernissen zu finden.

Dazu gehört es, ein Gleichgewicht zwischen finanziellen, technischen und umweltgerechten Optima herzustellen.

Die Ausbauplanung und die Bewältigung der Netzplanungsaufgaben mit herkömmlichen Methoden sind jedoch erschwert, da die Anzahl der zu optimierenden Kriterien wie auch die Planungsunsicherheiten steigen [13]. Hervorgerufen wird dies beispielsweise durch die Veränderung des Lastzuwachses bzw. der Laststrukturen als auch durch Veränderung der Erzeugungsstrukturen, die z.T. stochastischen Schwankungen unterliegen können. Weitere Unsicherheiten bezüglich der Betriebsmittelbelastung werden durch den gesteuerten Lastfluss verursacht.

Planungskriterien wie technische und wirtschaftliche Randbedingungen als auch die Zuverlässigkeit müssen jetzt bezüglich ihrer Wechselwirkung mit dem Markt während der Optimierung berücksichtigt werden. Die Zusammenfassung verschiedener Teilziele zu einer Zielfunktion ist somit unter den veränderten Randbedingungen nicht mehr zeitgemäß, stattdessen wird eine erhöhte Transparenz des Optimierungsprozesses und der Lösung gefordert. Diese Anforderungen können durch Anwendung einer multikriteriellen Methode erfüllt werden.

1.2 Inhalte und Anwendungsbereiche der Spieltheorie

Die Spieltheorie ist eine interdisziplinäre Forschungsrichtung, die sowohl ihre Methoden und Modelle aus verschiedenen Wissenschaften bezieht, als auch mit ihren Ergebnissen in verschiedenen Disziplinen Beachtung findet [14]. Gegenstand der Spieltheorie ist eine Analyse von strategischen Entscheidungssituationen, die durch Interessenkonflikte bzw. Koordinationsprobleme charakterisiert sind, und die schließlich mittels eines geeigneten mathematischen Verfahrens gelöst werden. Das Ergebnis hängt von den Handlungen mehrerer Parteien ab, und somit muss jeder die möglichen Entscheidungen der anderen für seine Handlungen in Betracht ziehen. Ein einzelner Spieler kann nicht allein das Ergebnis bestimmen. Die Ziele der einzelnen Beteiligten können einander widersprechen und insofern zu konträren Strategien der Beteiligten führen.

Die Entscheidungssituationen lassen sich als Spiele beschreiben, bei denen die konkurrierenden oder kooperierenden Spieler strategischen Regeln folgen, um ihre Gewinne zu maximieren. Hierbei ist ein Spiel eine Anzahl von Regeln, durch die zugelassene Handlungen, das Ziel, das Spielende und die Gewinne festgelegt werden. Eine Strategie ist eine Spezifikation dessen, was in jeder möglichen Situation des Spiels zu tun ist. Die Anwendung einer Strategie führt zu einem Ergebnisszenario.

Anhand einer Strategie kann für jede Spielsituation ein Nachfolgezug angegeben werden. Die Strategie muss nicht unbedingt deterministisch sein, sondern sie kann auch Regeln enthalten, die mit Wahrscheinlichkeiten operieren. Entscheidungsregeln basieren häufig auf der vorhandenen Spielsituation oder auf einer Analyse der vorausgegangenen Spielsituationen.

In wirtschaftlichen Entscheidungssituationen können die Beteiligten häufig durch Kooperation profitieren. Insofern sollte derjenige, der eine Entscheidung zu treffen hat, sowohl seine eigenen Ziele als auch die Ziele anderer Beteiligten für den Entscheidungsprozeß in Erwägung ziehen. Es sollte nach Lösungen gesucht werden, die alle Erfordernisse im größtmöglichen Ausmaß berücksichtigen, um dabei den bestmöglichen Kompromiss für alle Beteiligten zu finden. Dies ist nur durch Kooperation zwischen den beteiligten Spielern möglich.

Der Hauptanwendungsbereich der Spieltheorie lag bisher in den Wirtschaftswissenschaften, wo sie auch ihren Ursprung genommen hat. Erste Anwendungen in Energiesystemen betreffen die Betrachtung von Energiebörsen [15] bzw. der Bestimmung von Energiepreisen [16]. Hierfür sind jedoch in erster Linie nicht-kooperative Spiele geeignet, bei denen die Spieler ihre eigenen Zielfunktionen unabhängig von den Gegenspielern maximieren. Bei dieser Spielart ist Kooperation dennoch möglich.

1.3 Aufgabenstellung und Ziele der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen Planungsmodells und eines darauf basierenden Verfahrens für die Netzplanung, das für einen deregulierten Energiemarkt besonders geeignet ist.

Innerhalb der veränderten Rahmenbedingungen ist es notwendig, eine multikriterielle Planungsmethode zu entwickeln und zu testen, die den heutigen Anforderungen des liberalisierten Marktes mit seinen verschobenen Prioritäten wie auch neuen Planungsoptionen gerecht werden kann. Ausgangspunkt bildet die Untersuchung des Netzplanungsprozesses, der später als multikriterielle Aufgabenstellung modelliert und in mathematischer Form mit spieltheoretischen Methoden beschrieben wird.

Zur Lösung der multikriteriellen Aufgabenstellung wird auf die Spieltheorie zurückgegriffen, da sie ermöglicht, Planungskriterien, die auch im Widerspruch zueinander stehen können, nach mathematischen Regeln zusammenwirken zu lassen [14]. Eine Schwierigkeit während einer multikriteriellen Optimierung ist es, aus der sogenannten Pareto-Menge [17], welche viele Gleichgewichtslösungen beinhaltet, die beste Lösung herauszufinden. Die Optimierung durch

spieltheoretische Algorithmen ermöglicht allerdings, eine subjektive Auswahl aus der Pareto-Menge auszuschließen und die beste Lösung zu finden.

Das Optimierungsergebnis hängt bei spieltheoretischen Algorithmen von der Interaktion und den Zielen der einzelnen Spieler ab. Die Auswahl geeigneter Algorithmen soll ermöglichen, ein Gesamtoptimum für alle Kriterien (Spieler) gleichermaßen zu finden, so dass die innerhalb der Spieltheorie erzielten Ergebnisse schließlich zu optimalen Netzplanungsszenarien führen. Diese Szenarien sind dann technische und wirtschaftliche Lösungen, die der Netzplanungsaufgabe gerecht werden. Die spieltheoretischen Algorithmen sollen erlauben, während des komplizierten Optimierungsprozesses solche Szenarien zu finden, die im Sinne der Kompromissfindung zwischen den teilweise entgegengerichteten Zielen der unterschiedlichen Planungskriterien Elemente der Pareto-Menge optimaler Lösungen darstellen. Sie sollen jedoch nicht erlauben, bei der Auswahl der besten Lösung aus dieser Menge subjektiven Präferenzen zu unterliegen.

Die Methoden und Ergebnisse werden durch Planungsbeispiele illustriert und zeigen, wie sie in praktischen Situationen anzuwenden sind. Anhand einer Sensitivitätsanalyse des Planungsergebnisses bei Variation verschiedener Parameter wird die Stabilität der Ergebnisse gezeigt.

Es soll durch die Arbeit bewiesen werden, dass der Einsatz des beschriebenen spieltheoretischen Verfahrens zu optimalen Netzausbauszenarien führt. Derartige Szenarien lassen sich unter Verwendung von traditionellen Methoden in einem liberalisierten Markt nicht ermitteln.

2 Aufgaben der Netzplanung

2.1 Einleitung

Die Aufgabe der Netzplanung ist es, ein optimales Netz bzw. einen optimalen Netzausbauplan für die Zukunft zu bestimmen und dabei den besten Kompromiss zwischen verschiedenen gegensätzlichen Planungskriterien zu finden, die bei der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Diese Hauptgegensätze bilden ein Dreieck (Abbildung 2.1), in dem die beste Lösung gefunden werden muss.

Zunächst besteht der Kontrast zwischen dem Markt und den Umweltkriterien. Dieser kann beispielsweise zu der Aufgabe führen, eine Balance zwischen der Integration dezentraler Erzeugungseinheiten und dem Energiehandel mit dem übergeordneten Netzbetreiber zu finden. Weiterhin existiert ein Kontrast zwischen dem Markt und der besten verfügbaren Technologie. Hier muss z.B. der Kompromiss zwischen einer hohen Energiequalität und vertretbaren Kosten gefunden werden. Der dritte Kontrast schließlich ist derjenige zwischen den Umweltauforderungen und der Technik, was zur Frage führen kann, ob Kabel oder Freileitungen gebaut werden sollen.

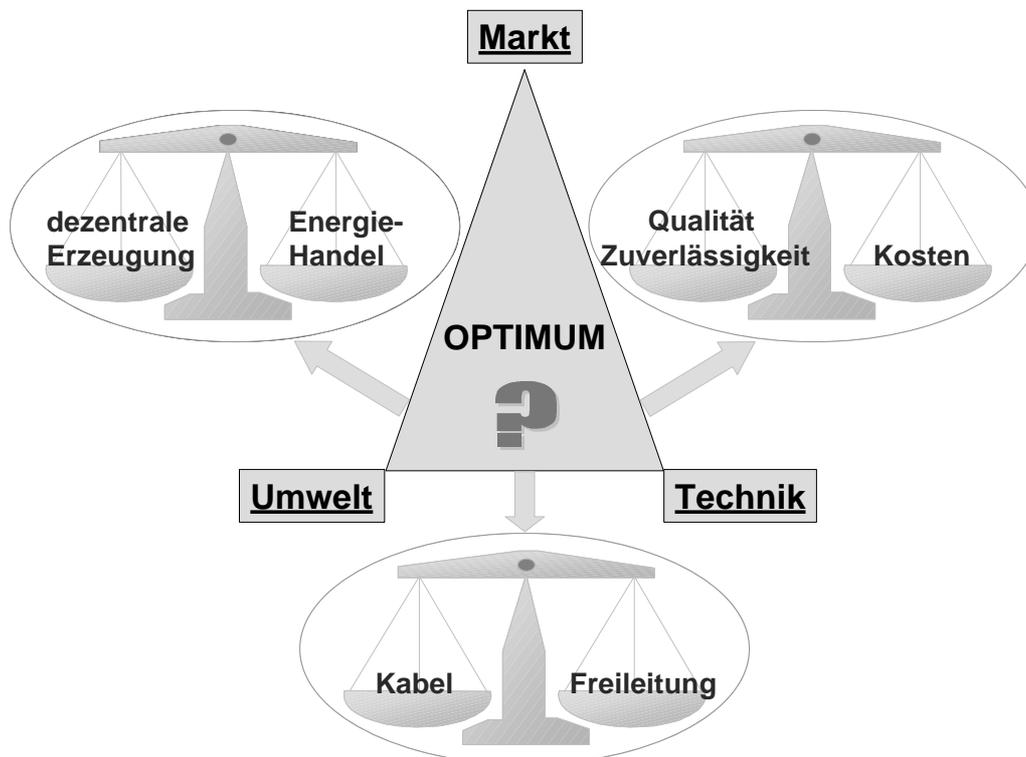


Abbildung 2.1: Beispiel für Konflikte bei der Netzplanung

Grundsätzlich gibt es heute folgende Aufgaben in der Netzplanung [13], [18], die auch teilweise neu sind:

- Minimierung der Investitions-, Betriebs- und Folgekosten;
- Finden eines Gleichgewichts zwischen Zuverlässigkeit, Energiequalität und den Kosten;
- Ausnutzung von Netzreserven;
- Integration von dezentralen Erzeugern;
- Finden eines Gleichgewichts zwischen dezentraler Energieproduktion und Energiehandel mit dem übergeordneten Netzbetreiber;
- Optimierung eines Energiemanagementsystems unter Berücksichtigung der Anforderungen für Systemstabilität bei minimalen Kosten.

Diese Aufgaben lassen sich nur schwer unter Verwendung von herkömmlichen Optimierungsmethoden lösen.

2.2 Netzplanung unter veränderten Rahmenbedingungen

Seit der Liberalisierung des Energiemarktes hat sich die Situation für die Netzbetreiber grundlegend geändert [19]. Im Rahmen des Unbundling musste die Buchführung der Energieerzeugung, ihrem Transport und dem Energiehandel voneinander getrennt werden, um den Wettbewerb voranzutreiben. Dennoch sind die Netzbetreiber zunächst verantwortlich für die Systemstabilität, ohne jedoch zu wissen, wo die Erzeugungseinheiten künftig lokalisiert sein werden, denn auch die Erzeugungsunternehmen wollen ihren Profit maximieren und könnten aus dem Grunde entscheiden, ihren Energiemix zu verändern. Obwohl es theoretisch jedem erlaubt ist, Leitungen zu bauen, besteht für das Netz ein natürliches Monopol. Dies bedeutet, dass die Kosten jeder Netzdienstleistung genau dann minimal sind, wenn sie von nur einem Unternehmen angeboten werden. Der Wettbewerb bezüglich des Netzes ist insofern begrenzt, dennoch bewegen sich die heutige Netzplanung und der Netzbetrieb in einem Umfeld starken Kostendruckes.

Aufgabe des Netzbetreibers in einer liberalisierten Umgebung ist es, die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit der Betriebsmittel und das Funktionieren des Netzes sicherzustellen, Qualität der Stromversorgung (z.B. Frequenzstabilität) zu garantieren sowie diskriminierungsfreien Netzzugang und Netznutzung zu gewähren [20].

Das elektrische Energieübertragungs- und Verteilungsnetz hat traditionell eine hierarchische Struktur, bei der die Energie von großen Erzeugungseinheiten erzeugt wird und über mehrere Spannungsebenen in Richtung von großer zu kleiner Spannung zum Verbraucher geleitet wird. Die Dimensionierung der Betriebsmittel bezüglich ihres thermischen- und Kurzschlussverhaltens, der Spannungshaltung und auch der Netzschutz sind an diese Struktur angepasst. Heute wandelt sich die historisch gewachsene hierarchische Netzstruktur zu einem System mit integrierten

Erzeugungseinheiten auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Aus diesem Grunde müssen immer mehr Betriebszustände bezüglich der jeweiligen Relation zwischen Last und Erzeugung untersucht werden, was schon bei der Dimensionierung der Betriebsmittel eine wichtige Rolle spielt [10].

Der steigende Anteil dezentraler Erzeuger und die geänderte Struktur der ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen beeinflusst den Planungsprozess der elektrischen Netze. Obwohl die Verteilungsnetze, die im Rahmen dieser Arbeit schwerpunktmäßig betrachtet werden, 50 % der Netzkosten verursachen [18], wurde ihr Planungsprozess in der Forschung bisher gegenüber demjenigen des Übertragungsnetzes meist vernachlässigt. Innerhalb der liberalisierten Umgebung ist es notwendig, auf der Verteilungsebene eine Balance zwischen Kundenwünschen, technischen, finanziellen und ökologischen Optima zu finden.

Die Ausbauplanung von Verteilungsnetzen hängt von mehreren Kriterien ab, wie zum Beispiel von der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungseinheiten und Netzbetriebsmittel, der Zuverlässigkeit der Energieversorgung und von Fragen der Last- und Erzeugungsprofile sowie der Funktionalität des Netzwerkes. Die Bestimmung der Zusammenhänge zwischen diesen Kriterien erfordert eine Reihe von verschiedenartigen Untersuchungen, die eine komplexe Aufgabe bilden. Zur Optimierung der Untersuchungsergebnisse muss bei der Netzausbauplanung schließlich nicht nur eine Kostenfunktion optimiert werden, sondern es sind Lösungen für mehrere verschiedene Zielfunktionen zu finden.

Im Rahmen der neuen Planungsumgebung ist es sinnvoll, neben der Wirtschaftlichkeit zusätzlich auch die Energiequalität und das Betriebsverhalten als veränderbare Kriterien einzubinden. Planungsrestriktionen wie technische Bedingungen für ein sicheres Betriebsverhalten des Systems müssen eingehalten werden. Die Möglichkeiten, Betriebsmittel höher zu belasten [21], [22] oder aber unter bestimmten Bedingungen eine geringere als die bisherige durch das (n-1)-Kriterium bestimmte Zuverlässigkeit zuzulassen, können dann in die Überlegungen mit einbezogen werden [23].

In der Netzplanung gibt es nicht nur bezüglich ihrer Variierbarkeit verschiedene Arten von Kriterien, sondern auch bezüglich ihrer Entstehung. Es gibt konventionelle Kriterien, neue durch die Liberalisierung entstandene Kriterien, sowie eine Mischung aus beiden, vgl. Abbildung 2.2, [24].

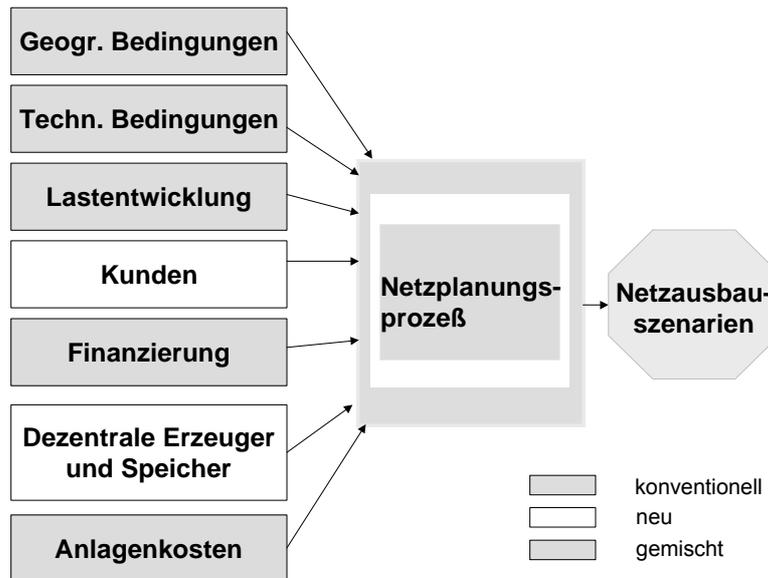


Abbildung 2.2: Planungskriterien

Konventionelle Kriterien sind beispielsweise geographische Kriterien, technische Kriterien und Lastvorhersagen. Sie alle waren bisher zu berücksichtigen und haben nichts von ihrer Bedeutung eingebüßt. Das historisch entwickelte Netzwerk soll jedoch entsprechend aktueller Präferenzen optimiert werden. Technische Kriterien sind zu erfüllen, können jedoch auch neu definiert werden, wie beispielsweise das Zuverlässigkeitskriterium, welches durch die Berechnung charakteristischer Werte wie der Erwartungswerte für Defizitdauer, Defizithäufigkeit und Defizitenergie quantifiziert werden kann [25]. Lastvorhersagen haben an Bedeutung zugenommen [26]; es werden charakteristische Lastkurven verwendet, um die benötigte Energie zur bestimmten Zeit berechnen zu können.

Neue Einflussgrößen sind dezentrale Erzeuger, die einen Netzausbau notwendig werden lassen können, und Kunden, die spezifische Anforderungen stellen. Diese Größen sind stark vom Markt beeinflusst [27]. Der Netzbetreiber ist durch die Bedingungen des EEG¹ [28] und des KWK-Gesetzes² [29] dazu verpflichtet, sein Netz ohne Verzögerung auszubauen, wenn dies notwendig wird, da jemand Energie einspeisen möchte. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Stabilität des Systems [30] und muss den adäquaten Leistungsbetrag für Systemdienstleistungen vorhalten, der wiederum von der installierten Leistung der stochastischen Einspeiser abhängt [17]. Die steigende Teilnahme der unabhängigen Erzeuger, Energiehändler und Energiebörsen am Markt stellt die Netzplanung vor die schwierige Aufgabe, unter mit Unsicherheiten behafteten Randbedingungen ausreichende Reserveenergie vorzuhalten und konstante Spannung und Frequenz bereitzustellen sowie ein sicheres Netzschutzkonzept zu fahren.

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz

² Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

„Gemischte“ Kriterien sind die Finanzierung und die Investitionskosten für die Betriebsmittel. Beide wurden in der Vergangenheit zwar berücksichtigt, unterliegen heutzutage jedoch einer Modifikation. Dies wird im Kapitel 3.5 erläutert.

2.2.1 Entwicklungstendenzen

Die Entwicklungstrends in der Netzplanung seit der Liberalisierung beinhalten beispielsweise, dass die Planung heute für erheblich kleinere Zeitfenster (ca. 5 Jahre) stattfindet als in der Vergangenheit (20 Jahre), so dass auch Investitionsschritte verkleinert und große Investitionen erschwert sind [31].

Traditionell wurden verschiedenartige Netzwerkkomponenten verwendet, um die optimale Netzfunktionalität zu sichern, jedoch waren dadurch Wartung und Instandhaltung teuer [32]. Heute hat die Standardisierung von Netzbetriebsmitteln an Bedeutung gewonnen, Schaltanlagen und Umspannwerke werden modular aufgebaut, so dass sich auch Wartungs- und Instandhaltungskosten reduzieren lassen [33]. Investitionsstrategien betreffen zunehmend den Ersatz alter Betriebsmittel bzw. eine Lastverlagerung, dagegen weniger den Netzausbau aufgrund steigender Energienachfrage [32]. Es werden einfache Netzstrukturen bevorzugt, welche die Automatisierung und das Monitoring des Systems ermöglichen, um Personalkosten im Netzbetrieb einzusparen bzw. auch preisgünstigere Schutzkonzepte einbinden zu können [34]. Auch die Ausnutzung der Betriebsmittel steigt, sowohl was ihre Belastung als auch was ihre Nutzungsdauer betrifft [34], [35]. Man wechselt heute anstelle des ganzen Betriebsmittels zuweilen nur defekte Einzelteile aus, wodurch ebenfalls Kosteneinsparungen möglich sind.

Weiterhin werden Zuverlässigkeitsanforderungen neu definiert [36] und tendenziell eher reduziert, um Kosten zu sparen. Durch die bisherigen hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit wurden Qualitätsstandards früher zum Teil sogar übererfüllt. Inzwischen werden anstelle der qualitativen Zuverlässigkeitsbetrachtung durch das (n-1)-Kriterium neue Berechnungsmethoden angewandt, die diese Größe für einzelne Betriebsmittel bzw. ganze Netzabschnitte quantifizieren. Es werden Ausfallszenarien berechnet, um Aussagen über Zuverlässigkeitskenngrößen wie Erwartungswerte für Ausfallhäufigkeiten, -dauern, -wahrscheinlichkeiten bzw. die Defizitenergie für ein Netz zu erhalten. Diese Betrachtungsweise ermöglicht eine Reduktion bzw. die Ausnutzung von Reservekapazität im Netz.

Die Funktionalität des Netzwerkes wird mit Hilfe von stationären und dynamischen Netzberechnungen für verschiedene Netzszenarien berechnet, um Unsicherheiten bezüglich der Eingabedaten zu kompensieren. Ausgehend von Langzeitlastentwicklungen und Erzeugungsvorhersagen wurden bisher Fälle maximaler Last untersucht, wobei die Reservekapazität auch anhand des (n-1)-

Kriteriums dimensioniert wurde. Zur Einbindung von dezentralen Erzeugern werden traditionell hauptsächlich die Vorgaben der VDEW-Richtlinien [37], [38] verwendet, d.h. es werden Kurzschlussgrößenbetrachtungen für den jeweiligen Verknüpfungspunkt angestellt und Anlagendaten verrechnet. Seit der Liberalisierung kann der Trend beobachtet werden, zusätzlich verschiedene Szenarien unter Verwendung von Last- und Erzeugungsganglinien zu berechnen, um zusätzlich Informationen über Spannungsqualität und Wechselwirkungen von Regelungseinheiten zu erhalten [39].

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Planung und Entwicklung von Verteilungsnetzen neue Präferenzen beinhaltet, die Umweltschutz und Ressourcenschonung berücksichtigen. Insofern bewegt sich die Netzplanung heute in einem Rahmen mit folgenden Eigenschaften und Anforderungen:

- nur langsame Änderung der Energieverbrauchs nachfrage;
- neue Definition der Anforderungen bzgl. Energiequalität;
- verstärkte Einbindung dezentraler Erzeuger;
- erhöhtes Interesse an Energieeinsparungen [18], [40];
- wachsender Kostendruck;
- steigende Unsicherheitsfaktoren durch den stochastischen Charakter der Erzeugungseinheiten.

Die Konsequenzen aus diesen Anforderungen sind:

- Investitionsstrategien hängen zunehmend von dem Ersatz alter Betriebsmittel ab und weniger von der Energienachfrage. Dies bietet jedoch auch die Möglichkeit, alte Netzkonzepte zu überarbeiten [32];
- die sich ändernde Richtung des Lastflusses kann dazu führen, dass neue Schutz- oder Regelungskonzepte gefragt sind [41];
- Planungszeiträume sind erheblich verkürzt, um das Investitionsrisiko zu minimieren;
- Investitionsschritte sind ebenfalls kleiner als vor der Liberalisierung;
- die Kurzschlussleistung S_k'' kann durch Integration dezentraler Erzeuger steigen, falls diese erst nach einem definierten Zeitraum im Fehlerfall vom Netz getrennt werden, die Kurzschlussstabilität der Betriebsmittel könnte unzureichend sein, so dass die Betriebsmittel neu dimensioniert werden müssen;
- die Kurzschlussleistung S_k'' kann andererseits durch Einbau dezentraler Erzeuger sinken; entweder falls die Anlagen bei einem Netzfehler frühzeitig vom Netz getrennt werden, oder falls sie durch die Leistungselektronik, mit der sie an das Netz gekoppelt sind, stets mit Nennstrom einspeisen. Für einen solchen Fall sind die Schutzkonzepte zu überprüfen und eventuell anzupassen;

- die Systemdienstleistungen müssen bei Einbindung dezentraler Erzeuger berücksichtigt werden; diese Erzeuger können entweder an der Verpflichtung der Bereitstellung der Leistungen direkt oder durch Beiträge zu den notwendigen Kosten beteiligt werden;
- Lastgänge und Erzeugungsganglinien müssen bei der Planung detailliert nachgebildet werden, um die Spannungsqualität zu optimieren.

2.2.2 Einbindung dezentraler Erzeuger

Der Ausbau der Anwendung erneuerbarer Energien wie auch der Kraft-Wärme-Kopplung ist seit einiger Zeit erwünscht und wird durch entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen vorangetrieben [28], [29]. Folglich müssen technische Potentiale und Probleme genau analysiert werden, um auch technische Möglichkeiten zur Verfügung zu stellen, so dass diese Anforderungen erfüllbar sind.

Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt heute in der Bundesrepublik mit 35 TWh bereits 7,3 % des verbrauchten Stromes [42]. Das Ziel ist eine auf 1997 bezogene Verdoppelung des „grünen Stromes“ auf 52 TWh im Jahr 2010. Im Jahr 2050 soll der regenerativ erzeugte Strom 50 % der Gesamtstrommenge ausmachen [43].

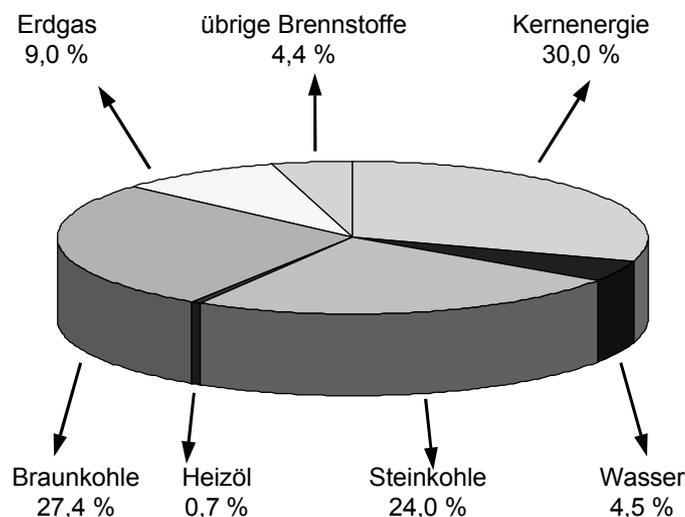


Abbildung 2.3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2001 [42]

Der steigende Anteil dezentraler Erzeuger und die geänderte Struktur der ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verändert auch den Planungsprozess der Verteilungsnetzwerke.

Bestehende gewachsene hierarchische Netzstrukturen werden sich langfristig durch die zunehmende Integration dezentraler Energieerzeugungseinheiten verändern. Netzplanung und -betrieb müssen infolgedessen auch im Zusammenhang mit dem wirtschaftlichen Einsatz dieser Betriebsmittel, entsprechend optimiert werden [41].

Für den Netzbetreiber kann die Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten aus mehreren Gründen von Vorteil sein: Netzausbau lässt sich verzögern oder sogar vermeiden, was einerseits eine Investitionsverschiebung bedeutet und andererseits die Möglichkeit der Reduzierung bzw. der kleineren Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln oder die Vermeidung von Überlastungen bietet [44] und dadurch Betriebskosten einspart. Werden gleichzeitig Power-Quality-Geräte (PQ-Geräte) eingebaut, so lassen sich durch die zusätzliche Spannungsregelung Verluste reduzieren [18], [40]. Aus dem überlagerten Netzwerk können der Strombezug gesenkt und Kosten gespart werden. Netzbetreiber sind gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes verpflichtet, die in diesen Gesetzen spezifizierten Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den erzeugten Strom abzunehmen und zu vergüten. Diese Verpflichtung gilt für denjenigen Netzbetreiber, dessen Netz der Anlage räumlich am nächsten gelegen ist, auch dann, wenn dieses Netz zu vertretbaren Kosten ausgebaut werden muss [28].

Die Vorteile der dezentralen Versorgung sind [45]:

- kurze Wege für den Transport von Strom und Wärme;
- Reduktion der Energiekosten durch Nutzung örtlich vorhandener Ressourcen;
- Möglichkeit der ortsnahen Nutzung von Abwärme;
- angepasste Ansprüche an die Versorgungsqualität.

Nachteile sind:

- schlechter Wirkungsgrad bei kleiner Einheitengröße;
- längere Amortisationszeit als größere Anlagen;
- abhängig vom elektrischen Netz, z.B. zusätzliche Kosten für Netzanschlusswege, Spannungs- und Frequenzhaltung, Leistungs- und Ausfallreserve.

Mit dem steigenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in elektrischen Netzen treten auch eine Reihe von technischen Problemen auf, für die neue Lösungswege gefunden werden müssen. Brennstoffzellen und Photovoltaikanlagen liefern Gleichstrom, der erst von Wechselrichtern umgerichtet werden muss. Die durch Wechselrichter erzeugten Harmonischen müssen begrenzt werden, damit sie den Normen entsprechen. Es kann bei hoher Einspeisung und geringem Verbrauch zur Überlastung der Betriebsmittel kommen. Die Einspeisungen erhöhen auch die Kurzschlussleistung, es müssen unter Umständen Kurzschlussstrombegrenzungen eingebaut werden. Auch die Fehlerortung erschwert sich bei dezentraler Einspeisung.

Den erneuerbaren Energiequellen wie auch den kleinen konventionell betriebenen dezentralen Erzeugungseinheiten wie Blockheizkraftwerken (BHKW) ist gemeinsam, dass die Stromproduktion nicht von der elektrischen Last bzw. Lastverteilungszentren abhängt, sondern vom thermischen Energiebedarf (beim BHKW) bzw. dem Windangebot oder der Solarstrahlung. Infolgedessen steigt die Unsicherheit bei Erzeugungsvorhersagen. Produktionsvorhersagen hängen zunehmend von jährlichen und täglichen Bedingungen sowie Wettereinflüssen ab [10]. Auf Verteilungsebene werden seit einiger Zeit Energiemanagementsysteme entwickelt, die auf lokaler Ebene den Einsatz der Erzeuger und Lasten koordinieren und optimieren, vgl. Abbildung 2.4 [11].

Detaillierte Last- wie auch Erzeugungsprofile gewinnen insbesondere in diesem Zusammenhang eine zunehmende Bedeutung für die Netzplanung und den Netzbetrieb. Auch die Anwendung dezentraler Energiemanagementsysteme wird dabei helfen, die Verfügbarkeit, den Betrag und den Zeitpunkt der Erzeugung und des Verbrauchs miteinander zu korrelieren und auch wirtschaftliche Gesichtspunkte zu berücksichtigen [10].

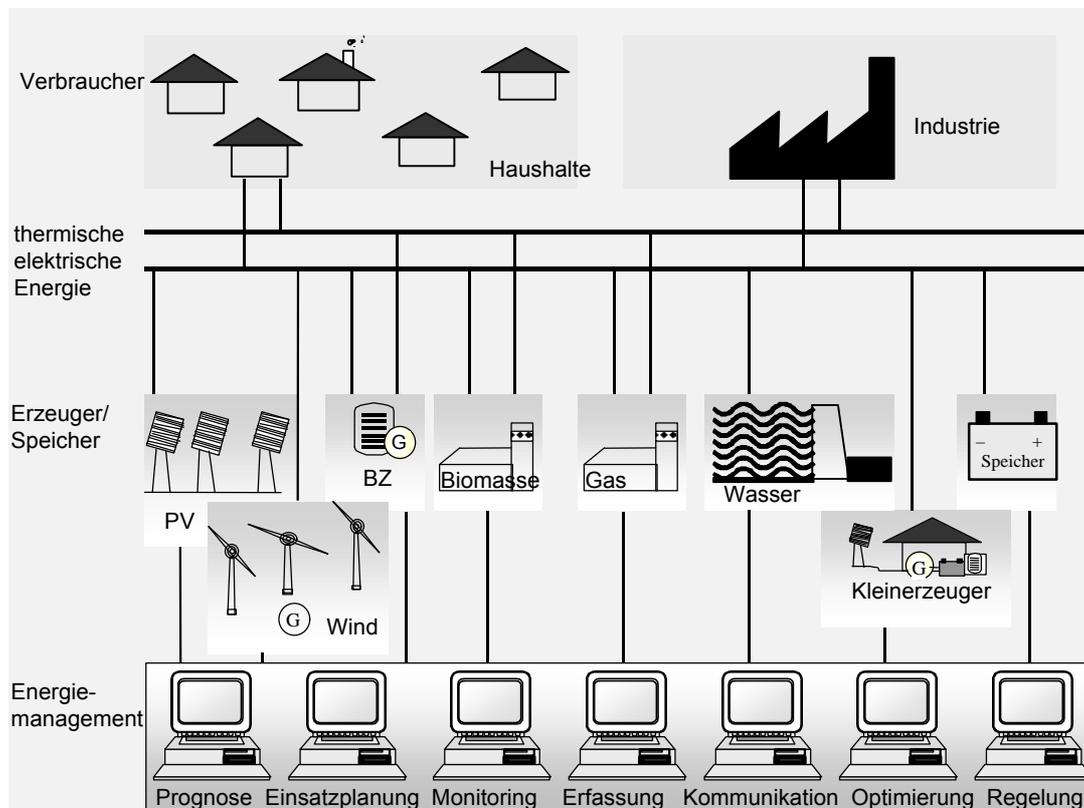


Abbildung 2.4: Dezentrale Energieversorgungssysteme³

³ Quelle: [11]

2.2.3 Neue Planungswerkzeuge

Aus den dargelegten Gründen ergibt sich die Notwendigkeit, den Planungsprozess selbst zu untersuchen und außer der Wirtschaftlichkeit von Planungsentscheidungen weitere Kriterien zu bestimmen, die eine Planungsentscheidung hervorrufen können [6]. Ziel ist die Einbindung der ehemals festen Randbedingungen als im Wert veränderbare und optimierbare Kriterien. Hierbei kann es sich um traditionelle wie auch neu durch die Deregulierung gegebene Kriterien handeln.

Die Planung eines Netzes mit variabler Erzeugungscharakteristik und Unsicherheiten verlangt nach neuen Planungsmethoden sowie einem genau angepassten Energie-, Regelungs- und Kostenmanagement [10]. Innerhalb der liberalisierten Marktumgebung ist es vorteilhaft, verschiedene Planungskriterien wie Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit, Betriebsqualität und Realisierbarkeit gleichzeitig zu optimieren und den besten Kompromiss zu finden, anstatt alle Kriterien zu einer Gesamtkostenzielfunktion zusammenzufassen und diese zu optimieren. Das Erstellen einer Gesamtkostenfunktion kann Unsicherheiten bzw. Möglichkeiten der Ungenauigkeit beinhalten, die bei Anwendung einer multikriteriellen Methode vermieden werden können.

Jedes Planungskriterium hängt von verschiedenen Bedingungen und Aspekten ab, die das Ergebnis beeinflussen (Abbildung 2.5).

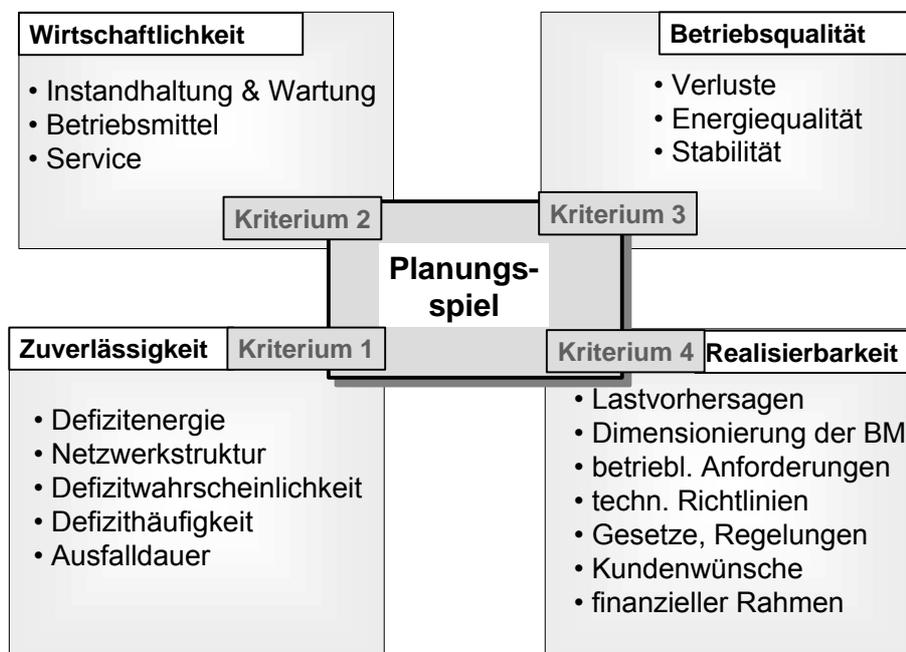


Abbildung 2.5: Modell eines multikriteriellen Planungsprozesses

Die Netzzuverlässigkeit hängt von den Ausfallhäufigkeiten und Ausfalldauern der einzelnen Betriebsmittel ab, die in einer Statistik hinterlegt sind [46]. Je nach Netzwerkstruktur ergibt sich eine unterschiedliche Ausfallwahrscheinlichkeit für die Netzabschnitte, bzw. wenn diese mit den betroffenen Leistungen verrechnet wird, für die Defizitenergie.

Das Kriterium Wirtschaftlichkeit ist neben den Investitionskosten für Netzbetriebsmittel auch von deren Betriebskosten abhängig. Diese wiederum sind durch Wartungs- und Instandhaltungskosten gegeben, bzw. den entsprechenden Serviceintervallen, in denen diese Kosten anfallen.

Die Betriebsqualität wird von mehreren Einflussgrößen bestimmt, wie z.B. von den Netzverlusten, die wiederum vom Schaltzustand abhängig sein können. Sie ist weiterhin abhängig von der Energiequalität wie z.B. der Belastung durch Harmonische und schließlich der Stabilität sowohl im Normal- als auch im Fehlerfall. Auch die Spannungshaltung ist ein wesentlicher Aspekt der Betriebsqualität.

Die Realisierbarkeit von Netzausbaustrategien ist durch die Dimensionierung der Betriebsmittel gegeben, die für alle Betriebsfälle eine ausreichende Übertragungsfähigkeit aufzuweisen haben, aber auch für Kurzschlussströme und -kräfte ausgelegt sein müssen. Die Isolationen sollen den Spannungen standhalten [47]. Lastvorhersagen sind dahingehend zu berücksichtigen, als dass sich Erzeugung und Belastung stets im Gleichgewicht befinden müssen. Betriebliche Anforderungen wie z.B. die Forderung nach einfacher Betriebsführung oder der Bevorzugung wartungsarmer und instandhaltungsfreundlicher Betriebsmittel sind bei der Planung ebenso zu berücksichtigen wie allgemein gültige technische Richtlinien und Gesetze und gesetzesähnliche Regelungen. Seit der Liberalisierung haben auch Kundenwünsche bei der Planung ein Gewicht, wie die Forderung nach definierten Zuverlässigkeitsstandards. Finanzielle Rahmenbedingungen sind ebenso zu beachten.

2.3 Datenmodelle der Energieversorger

Der Planungsprozess unterliegt einer bestimmten Struktur und benötigt einige Basisinformationen [48], [49]. Dazu gehören die folgenden Informationen, die sich in vier Gruppen teilen lassen:

- topologische Daten über das Planungsgebiet:
 - vorhandene Netzwerke, Orte und Daten der Umspannwerke (UW);
 - Möglichkeiten für neue UW-Standorte bzw. Leitungstrassen;
 - Einspeise- und Abnahmestellen.
- Anlagendaten, z.T. aus Herstellerkatalogen:
 - technische Daten;
 - Investitions- und Betriebskosten der Betriebsmittel.
- Zuverlässigkeitskenndaten für Betriebsmittel des Netzes:
 - Netztopologie und Netzlisteninformationen wie z.B. die Anzahl der Elemente bzw. ihre Länge aus einer Lastflussberechnungssoftware;
 - Ausfallraten – die mittlere Anzahl von Ausfällen bezogen auf die Betriebszeit [25];
 - Ausfalldauern – Zeitspanne vom Ausfallzeitpunkt bis zu dem Zeitpunkt, an dem die betroffene Komponente oder ein entsprechender Ersatz wieder zur Verfügung steht, um die beabsichtigte Funktion zu erfüllen [25]. Als statistische Angaben können die Richtwerte aus [46] eingegeben werden;
 - Lastprofile von Erzeugern und Verbrauchern.
- Daten zu betrieblichen Strategien und Einflussfaktoren:
 - Sternpunktbehandlung;
 - Steigung und Wechsel der Erzeugung und Last;
 - Zuverlässigkeitsanforderungen bestimmter Kunden;
 - Ergebnisse aus Grundsatzuntersuchungen wie Belastungs- sowie Belastbarkeitsdaten für Betriebsmittel.

Die Eingangsinformationen werden teils als Randbedingungen, teils als veränderbare und zu optimierende Kriterien in den Berechnungen der Netzszenarien verarbeitet.

Die Ergebnisse der Berechnungen beinhalten zwei Gruppen von Daten:

- technische bzw. betriebliche Netzparameter wie Spannungen, Ströme, Belastungen und Kosten;
- Zuverlässigkeitskenngrößen.

Folgende Zuverlässigkeitskenngrößen werden in der Arbeit sowohl für einzelne Verbraucher als auch für das gesamte Netz berechnet:

- Ausfallwahrscheinlichkeit (p_{rA});
- Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit ($E(H_D)$);
- Erwartungswert der Ausfalldauer ($E(T_D)$);
- Erwartungswert der Defizitenergie ($E(W_D)$).

3 Multikriterielle Optimierung mit Spieltheorie - Modellbildung

Die Spieltheorie ist eine junge Wissenschaft, die erst seit den vierziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts entwickelt wird. Ihr Beginn als eigenständiger Bereich der Wirtschaftswissenschaften kann auf 1943 datiert werden, als John von Neumann und Oskar Morgenstern ihr Buch „Theory of Games and Economic Behaviour“ [50] veröffentlichten. Sie vertraten die These, dass strategisches Verhalten, volkswirtschaftliche Optimierungsaufgaben, Kooperation gesellschaftlicher Gruppen wie auch Konflikte und deren Lösung sich in einem einheitlichen formalen System mathematisch modellieren lassen. Wesentliche Erkenntnis war, dass in die individuellen Entscheidungen auch die unterschiedlichen Kenntnisse und Vorinformationen der einzelnen Beteiligten sowohl über die jeweilige Situation als auch über die Möglichkeiten der Mitspieler einfließen. 1994 wurden drei Vertreter der mathematisch-ökonomischen Spieltheorie mit dem Nobelpreis für Wirtschaftswissenschaften ausgezeichnet: Reinhard Selten von der Universität Bonn, John F. Nash von der Universität Princeton (New Jersey) und John C. Harsanyi von der Universität von Kalifornien in Berkeley.

Anwendung findet die Spieltheorie heute außer in den Wirtschaftswissenschaften bei der Beantwortung von Fragen wie z.B. der Preisbildung, oligopolistischer Konkurrenz, Kartellbildung und Wettbewerb, Verhalten auf Auktionen, Cost-Sharing, ebenso im Bereich von Soziologie, Biologie, und Politik wie beispielsweise bei dem Umrechnungsverfahren von Stimmzahlen einer Wahl auf Sitze im Parlament. Auch in ökonomischen Bereichen der Elektrotechnik wird die Spieltheorie inzwischen angewendet. Beispiele sind die Preisbildung von Energiepreisen am liberalisierten Energiemarkt, das Bieten für Reserveenergie und Übertragungskapazität, das Netzengpassmanagement sowie die Risikoanalyse [51]. Bei letztgenannten Anwendungen werden nichtkooperative Spiele verwendet, bei denen die rationalen Spieler ihren Profit (z.T. auf Kosten der anderen Spieler) maximieren wollen.

In der vorliegenden Arbeit wird unter Optimierung mit Hilfe der Spieltheorie verstanden, nach einer Optimierungslösung zu suchen, die ein Pareto-Optimum [17] darstellt und die Anforderungen aller Spieler weitestgehend befriedigt, d.h. den besten Kompromiss zwischen einander möglicherweise entgegenstehenden Zielvorstellungen der Beteiligten findet. Hierfür ist es zunächst notwendig, sowohl die für diese Aufgabenstellung entsprechende Spielart als auch den entsprechenden Lösungsalgorithmus aus dem breiten Gebiet der Spieltheorie herauszufiltern und anzuwenden. Verschiedene Spielarten und Lösungsalgorithmen werden in den folgenden Kapiteln 3.2.1 und 3.2.2 vorgestellt und die für Netzplanungsaufgaben

geeigneten Algorithmen werden ausgewählt. Der grundlegende Lösungsalgorithmus für Netzplanungsaufgaben wird in Kapitel 3.2.3 vorgestellt.

3.1 Einordnung der Spieltheorie in Optimierungsverfahren

Optimierungsverfahren behandeln allgemein quantifizierbare Probleme, bei denen mehrere Entscheidungsmöglichkeiten zur Auswahl stehen. Bei der Lösung dieser Probleme sollen alle Alternativen berücksichtigt werden, um unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen die entsprechend einer oder mehrerer definierter Zielfunktionen beste Alternative herauszufinden [52].

Sind sowohl Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen lineare Funktionen der Entscheidungsvariablen, stellt sich eine sogenannte lineare Optimierungsaufgabe. Lineare Optimierungsaufgaben lassen sich übersichtlich modellieren, zu ihrer Lösung stehen geeignete theoretische Ansätze und effiziente Verfahren zur Verfügung. So sind auch Optimierungsaufgaben mit Tausenden von Variablen und Nebenbedingungen z.B. durch das Simplexverfahren oder dessen Modifikationen auf Computern lösbar [52]. Dieser Algorithmus nutzt die Eigenschaft linearer Optimierungsaufgaben, dass nur die Eckpunkte des Lösungsraumes als Optimallösung betrachtet werden müssen. Dies wird zum Nachteil, wenn zwei ähnliche, in gleicher Menge vorhandene Lösungsmöglichkeiten mit geringfügig unterschiedlichen Entscheidungsvariablen abgebildet werden sollen, denn dann wird die Lösung instabil gegenüber Parametervariationen.

In Energiesystemen liegen bei der Optimierung oft Daten vor, die mit Unsicherheiten behaftet sind, wie beispielsweise Lastprognosedaten. Es kann für langfristige Planungsentscheidungen von erheblichem finanziellen Nachteil sein, wenn diese Prognosen falsch sind. Dieses Problem kann entschärft werden, wenn die Fuzzy Lineare Optimierung angewendet wird [53]. Dort werden Unsicherheiten sowohl in der Zielfunktion als auch in den Restriktionen berücksichtigt, so dass die Ergebnisse auch ohne Parametervariationen stabil sind.

In technischen Bereichen liegen ebenfalls oft nichtlineare Optimierungsaufgaben vor, d.h. entweder die Zielfunktion oder auch die Nebenbedingungen folgen nichtlinearen Funktionen, da sie voneinander abhängig sind. Die klassische Investitions-, Produktions- und Verteilungsplanung eines Energieversorgungsunternehmens im Monopolmarkt gehört dazu [54]. Es gibt unterschiedliche Lösungsverfahren, die jeweils spezielle Eigenschaften des Problemtyps ausnutzen, z.B. goldener Schnitt, Newton-Verfahren, Gradientenverfahren, Barrierefunktionen, Schrittabstufungsverfahren. Verfahren zur Lösung nichtlinearer Optimierungsaufgaben erfordern einen hohen Rechenaufwand [55].

Eine dritte Art der Optimierungsprobleme bezeichnet sequentielle Optimierungsaufgaben [52], d.h. die zu treffenden Entscheidungen sind voneinander abhängig und eine optimale Folge in einem definierten Zeitraum ist zu bestimmen. Die Probleme können in Stufen zerlegt werden, eine Gesamtoptimierung geschieht dann durch stufenweise Optimierung. Auf der Basis des momentanen Zustandes und mit Kenntnis der zu erwartenden Entwicklung ist eine Entscheidung zu treffen, die den Folgezustand bestimmt. Solche Optimierungsaufgaben von in der Zeit ablaufenden steuerbaren Prozesse werden als dynamische Optimierungsaufgaben bezeichnet. Der zeitliche Planungsablauf spiegelt sich in der Problemformulierung wider und in der Regel werden nichtlineare Zusammenhänge oder Prognosen berücksichtigt. Diese können mit Unsicherheiten behaftet sein, insofern sind die dynamischen Modelle oft stochastischer Natur. Diesbezügliche Lösungsverfahren verwenden Simulationen, die auf der Erzeugung von Zufallszahlen basieren. Als häufig verwendetes Lösungsverfahren sei hier die Bellmannsche Funktionalgleichungsmethode erwähnt [52].

Sind die Optimierungsvariablen nicht Elemente der Menge der rationalen Zahlen \mathfrak{R} , sondern ganzzahlig, so handelt es sich um kombinatorische Optimierungsaufgaben, beispielsweise Probleme der Anordnung (Permutationen) endlich vieler Objekte [55]. Eine Lösungsmöglichkeit besteht in der Nutzung des Branch-and-Bound-Algorithmus [4], [55] der stets eine optimale Lösung findet, jedoch durch exponentiellen Rechenaufwand gekennzeichnet ist. Weitere Lösungsmöglichkeiten bieten die Nutzung von heuristischen Verfahren, die bei polynomialem Rechenaufwand jedoch nur Näherungslösungen liefern [52].

Optimierungsaufgaben mit mehreren Zielfunktionen, die sowohl linear oder nichtlinear sein können oder Optimierungsaufgaben, die mehreren Zielvorgaben unterliegen, können z.B. mit Hilfe von Evolutionsstrategien [17], Entscheidungstheorie [56] und auch Spieltheorie [3] bearbeitet werden. Letztgenannte Aufgaben haben oft die Eigenschaft, dass es keine Lösung gibt, für die gleichzeitig alle Zielfunktionen ihren optimalen Zielwert erreichen. Das Ziel bei der Bestimmung der optimalen Lösung besteht dann darin, den optimalen Kompromiss zwischen den verschiedenen Zielvorstellungen zu finden. Zum Finden dieser Kompromisse können unterschiedliche Ansätze verwendet werden [52]:

- Festlegung der Reihenfolge der Zielfunktionen entsprechend ihrer subjektiven Bedeutung. Bei der Optimierung wird zunächst nur die erste Zielfunktion berücksichtigt. Die nachfolgenden Zielfunktionen wirken sich dann nur aus, wenn es bzgl. der ersten Zielfunktion mehrere Lösungen gibt;

- Zusammenfassen der verschiedenen Zielfunktionen zu einer gesamten Zielfunktion, die eine gewichtete Summe der ursprünglichen Zielfunktionen darstellt;
- Minimierung der gewichteten Summe der Abweichungen von den ursprünglichen Zielfunktionen, wie beim Goal Programming, oder der Minimierung im Sinne einer Strafkostenfunktion [52].

Mit der Spieltheorie wird ein weiterer Weg der Kompromissfindung beschrrieben, wie er in der vorliegenden Arbeit beschrieben wird.

3.2 Einsatz der Spieltheorie bei Optimierungsaufgaben

Wie bereits in Kapitel 1.2 erläutert ist die Spieltheorie als Optimierungstechnik für multikriterielle Probleme geeignet [57]. Ihr Einsatz bietet sich für Problemstellungen an, bei denen mehrere Optimierungsaufgaben gleichzeitig gelöst werden müssen und sich z.B. die Frage nach dem besten Kompromiss stellt, wie es im Falle der Planung von elektrischen Netzen Aufgabe ist [10], [13].

Durch Anwendung von spieltheoretischen Algorithmen ist der Planer somit in der Lage, gleichzeitig viele Kriterien zu optimieren. Die Vorteile der Algorithmen liegen darin, dass

- die modellierten Kriterien nicht mehr feste Randbedingungen sind, sondern als veränderbare Variablen in den Planungsprozess eingehen, die während des Prozesses optimierbar sind;
- sich über entsprechende Modelle Kriterien in den Netzplanungsprozess einbinden lassen, die neu durch die Deregulierung gegeben sind [15];
- die Kriterien kooperieren dürfen, und ihre Koalitionen während des Optimierungsprozesses ändern können [58], so dass am Ende der optimale Kompromiss gefunden wird.

Aufgabe der Spieltheorie ist die mathematisch abstrakte Formulierung der Entscheidungssituation (des Spieles) für rational handelnde Individuen sowie die Formulierung von Lösungsmöglichkeiten für diese Entscheidungssituationen. Rationales Handeln bedeutet, dass die Individuen ihren Gewinn maximieren wollen. Die Ergebnisse hängen von den Aktionen mehrerer eigenständiger Entscheidungsträger ab [59].

3.2.1 Mathematische Spielbeschreibung

Zur mathematischen Beschreibung des Spieles existieren drei Gruppen von Formen: die extensive Form, die charakteristische sowie die strategische (oder normale) Form.

Die extensive Form [60] beschreibt mit Hilfe von Entscheidungsbäumen die genauen Regeln, unter denen ein Spiel auszutragen ist, liefert die möglichen Entscheidungsgründe und spezifiziert den unterschiedlichen Informationsstand der Prozessbeteiligten. Eine Strategie ist dabei ein Maßnahmenkatalog für alle Möglichkeiten, d.h. eine vollständige Darstellung von festgelegten Entscheidungen unter Berücksichtigung aller möglichen Entwicklungen der Umwelt und aller möglichen Entscheidungen anderer Spieler. Die Konstruktion von Spielbäumen ist sehr aufwendig. Ein Spiel wird zerlegt in seine Regeln, den Informationsstand der Spieler, die möglichen Züge der Spieler, Wahrscheinlichkeitszuordnungen für bestimmte Züge, Nutzenfunktionen für bestimmte Züge. Wiederholte Spiele, Informationen durch beobachtendes Lernen oder andere dynamische Phänomene können mit dieser Spielform berücksichtigt werden. Die Extensivform kann auch in die verkürzte Normalform des Spieles überführt werden [59].

Die charakteristische Spielform versucht zu verdeutlichen, welche Ergebnisse durch die Zusammenarbeit von Gruppen der Spieler (Koalitionen) durch Absprache und gemeinsame strategische Planung zu erzielen sind [59]. Es wird die Frage der Kooperation selbst untersucht. Diese Spielbeschreibung ist im Vergleich zur extensiven Spielform verkürzt. Sie ist sinnvoll für Verhandlungsspiele oder Kooperationsspiele. Es wird davon ausgegangen, dass für jede Koalition von Spielern Auszahlungen angegeben werden können; dabei wird eine weitere Untergliederung in Spiele mit transferierbarem Nutzen und Spiele ohne Seitenzahlungen möglich. Man geht weiterhin davon aus, dass die Auszahlung für eine Koalition mindestens genauso groß ist wie die Summe der Einzelnutzen der Einzelspieler.

Werden Listen von Spielzügen (Strategien) erstellt, mit den Strategien der Mitspieler verglichen und die Konsequenzen ausgewertet, so bezeichnet man die dabei entstehende Tabelle bzw. Matrix als Normalform eines Spieles. Diese Art der Beschreibung gehört zur strategischen Form. Die Normalform des Spieles ist angebracht, wenn es um die Formulierung von Handlungsanweisungen geht, die bestimmte Strategien als optimal oder gleichgewichtig auszeichnet. Hierbei ist nur der Nutzen jedes Spielers (Auszahlungen) wichtig.

Die strategische- oder Normalform des Spieles bildet am besten die wechselseitige Abhängigkeit der Entscheidungsprobleme mehrerer Akteure ab. Sie wird in der Form gespielt, dass die Spieler ihre Entscheidungen treffen, ohne über die Entscheidungen der anderen Spieler informiert sein zu müssen (simultane Strategiewahl) [59].

Ein Spiel in Normalform (N, S, P) ist im Allgemeinen gegeben durch:

- eine Spielermenge $N = \{1, \dots, n\}$;
- eine Strategiemenge $S = \{S_i\}_{i \in N}$ der Spieler;
- eine Auszahlungsfunktion $P : \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \mathfrak{R}^n$, die jeder Strategiekombination $s = (s_1, \dots, s_n) \in \prod_{i \in N} S_i$ einen reellen Auszahlungsvektor $P(s) = (P_1(s), \dots, P_n(s))$ zuordnet. Hierbei bedeutet $\prod_{i \in N} S_i := \{(s_1, \dots, s_n) \mid s_i \in S_i \forall i \in N\}$ das kartesische Produkt der n Mengen S_1, \dots, S_n , d.h. die Menge der geordneten n -Tupel, die aus den Elementen der n Mengen S_i , $i = 1, \dots, n$, gebildet werden können. Dieses Produkt wird später als Menge M definiert. Mit \mathfrak{R}^n ist der n -dimensionale euklidische Vektorraum gemeint, d.h. das n -fache kartesische Produkt der Menge der reellen Zahlen mit sich selbst, dessen Elemente (reelle n -Tupeln) gemäß den Rechenregeln für Vektoren miteinander verknüpfbar sind [59].

Die Auszahlungsfunktion $P_i : \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \mathfrak{R}^n$ gibt die Bewertung der möglichen Strategiekombinationen durch Spieler i wieder. In der vorliegenden Arbeit wird sie als zusammengesetzte Funktion aus einer Ergebnisfunktion $\omega : \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \Omega$ (mit $\Omega =$ Menge der Ausprägungen einer Variablen ω) und einer Bewertungs- oder Nutzenfunktion $u_i : \Omega \rightarrow \mathfrak{R}$ betrachtet, so dass schließlich $P_i(s) = u_i(\omega(s))$.

Die Nutzenfunktion ist dabei nur bis auf positiv lineare (linear-monotone) Transformationen bestimmt. Dadurch kann das Prinzip des Erwartungsnutzens aus der Entscheidungstheorie auch auf den Fall stochastischer Spielergebnisse angewandt werden. Würden im Gegensatz dazu beliebige monotone Transformationen von u_i zugelassen sein, würde eine Maximierung des Erwartungsnutzens $E[u_i(\omega)]$ zu beliebigen Resultaten führen [59].

In der vorliegenden Arbeit werden Spiele betrachtet, die in Normalform dargestellt werden. Dies ist möglich, da, wie oben erwähnt, die extensive Form in die Normalform überführbar ist.

3.2.2 Auswahl der Spielart für Netzplanungsaufgaben

Die Spieltheorie unterscheidet zwischen verschiedenen Arten von Spielen, siehe Abbildung 3.1.

| | | |
|-------------------------|---|-------------------------|
| Kooperative Spiele | ↔ | Nichtkooperative Spiele |
| Nullsummenspiele | ↔ | Nicht-Nullsummenspiele |
| Statische Spiele | ↔ | Dynamische Spiele |
| Ein- Zweipersonenspiele | ↔ | Mehrpersonenspiele |

Abbildung 3.1: Spielarten

Wie bereits festgestellt wurde, sind Netzplanungsprobleme multikriteriell, wobei ein bester Kompromiss zwischen entgegengerichteten Zielen zu finden ist. Es müssen zunächst die für die Netzplanung geeigneten Spielarten ausgewählt werden.

Ein Spiel hat die Eigenschaft, dass keiner der Spieler weiß, wie die anderen Spieler sich verhalten haben bzw. werden, sondern dass die Spieler nur mit Erwartungen über das Verhalten ihrer Mitspieler operieren können. Dieses Problem ist durch Kommunikation oder exogene Durchsetzung lösbar. Es entscheidet sich, ob ein kooperatives Spiel oder ein nicht-kooperatives Spiel gespielt wird [59].

Können die Spieler ihr Spielverhalten durch verbindliche Abmachungen festlegen, sei es durch positive oder negative Sanktionen, so liegt ein kooperatives Spiel vor. Mehrere Spieler können auch durch Verwendung derselben Strategie ihre Auszahlungen vergrößern. Spieler, die kooperieren, bilden eine Koalition. Für die vorliegenden Untersuchungen wurde diese Möglichkeit derart gewählt, dass die Spieler während des Planungsprozesses Koalitionen eingehen können, die während des Prozesses variiert werden dürfen. Bei der Netzplanung kann Kooperation vorausgesetzt werden, da alle Spieler ein Gesamtunternehmen darstellen und davon ausgegangen werden kann, dass jeder Spieler seinen individuellen Gewinn zwar zu optimieren sucht, jedoch zu Kompromissen bereit ist, wenn damit eine deutliche Verbesserung des globalen Nutzens verbunden ist.

Koalitionen von Spielern lassen sich andererseits auch als einzelner Spieler auffassen, der wiederum nicht-kooperativ gegen die anderen Spieler spielt. Kooperation kann den Spielern - gegenüber individuell erzielbarem Profit - Vorteile bringen, wobei dies jedoch nicht zwingend notwendig ist.

Haben die Spieler keine Möglichkeit des Aufstellens von bindenden Abmachungen oder des Bildens von Vertrauen, so liegt ein nichtkooperatives Spiel vor.

Allgemein gibt es Nullsummen- und Nicht-Nullsummenspiele. Das Nullsummenspiel ist charakterisiert durch die Tatsache, dass die Gewinnsumme für jede Strategie

gleich Null ist. Wenn sich die Spieler in einem direkten Konflikt befinden, handelt es sich um ein Nullsummenspiel, d.h. der Gewinn des einen Spielers ist so groß wie der Verlust des anderen. Die Entscheidung für die optimale Strategie im Nullsummenspiel kann z.B. durch die Maximin- Strategie erreicht werden.

Eine Verwendung dieser Spielart erlaubt jedoch nicht die vollständige Optimierung einiger ökonomischer Fragen. John Nash zeigte, dass es hier auch andere Möglichkeiten gibt – das sogenannte Nash Gleichgewicht [14]. Dabei stellen die Spieler fest, dass das strategische Verhalten der Mitspieler sie zwingt, auf einer einmal gewählten Strategie zu beharren. Wenn diese Erfahrung alle Spieler gleichzeitig trifft, und keiner sein Verhalten ändern wird, bleibt der eingeschlagene Spielverlauf stabil. Nash zeigte, dass derartige Gleichgewichte immer existieren, sofern es sich um ein Bimatrixspiel handelt. Bimatrixspiele sind Spiele, bei denen die Einzelelemente der Spielmatrix den Nutzen aller (meist zweier) beteiligten Spieler repräsentieren, als Beispiel sei das Gefangenendilemma erwähnt.

Üblicherweise sind Marktspiele Nicht-Nullsummenspiele, d.h. eine Spielart, bei denen die Summe der Auszahlungen nicht Null ergibt, also die Verbesserung eines Kriteriums nicht notwendigerweise den entsprechenden Profitverlust der anderen Kriterien bedeutet.

Die Netzplanung hat üblicherweise die Aufgabe, ein Netz zu entwickeln, während sich darin gleichzeitig Größen ändern, wie z.B. die Lastsituation. Die Entscheidungsfindung der Spieler unterliegt somit genau genommen nicht diskreten Zeitmomenten, sondern Randbedingungen, die einen in der Zeit stetigen Prozess bilden.

Der Faktor Zeit kann im Spiel grundsätzlich auf zwei Arten berücksichtigt werden: in statischer oder dynamischer Form. Eine Form des dynamischen Spieles ist das sequentielle Spiel. Beim sequentiellen Spiel gehen die Spieler in Stufen Bindungen ein. Sie geben die Wahlfreiheit zwischen den Strategien zeitweise auf, da sie wissen, dass sich eine vermeintlich falsche Entscheidung später auszahlen wird. Spieler werden als lernfähig angenommen. Der Lernprozess ist aufgrund seiner dynamischen Eigenschaften allerdings schwierig modellierbar. Eine zeitabhängige Zielfunktion muss dafür durch Abdiskontieren späterer Auszahlungen maximiert werden.

Eine andere Variante des dynamischen Spieles ist das Stackelberg-Spiel. Hierbei gibt es nicht nur diskrete Strategien, sondern diskrete Strategiemengen. Es hat einen stetigen Strategieraum, in dem ein sequentielles Gleichgewicht gesucht wird [60].

Eine dynamische Spielklasse sind die Klasse der Differentialspiele. Ein Differentialspiel kann beschrieben werden durch eine zusammenhängende,

beschränkte Teilmenge A des euklidischen Raumes, einen Anfangspunkt x^0 und ein System von Differentialgleichungen (3-1):

$$\frac{dx_j}{dt} f_j(x_1, \dots, x_n; t, \varphi, \psi) \quad \text{mit } j = 1 \dots n \quad (3-1)$$

Die Variablen x_j sind Zustandsveränderliche (oder Phasenkoordinaten), φ und ψ sind Steuerungsvariablen, die von den Spielern aus einer gegebenen Menge von Funktionen ausgewählt werden, welche vom Zeitparameter t und den Zustandsvariablen x_j abhängen. Die Funktionen φ und ψ sind dabei nur dann Strategien, wenn dadurch, dass sie in das Differentialgleichungssystem eingesetzt werden ein System von Differentialgleichungen entsteht, das eine einzige Lösung hat (Beispiel: Verfolgungsspiel) [61]. Es gibt auch Ansätze, ein Differentialspiel auf die Lösung von Spielen mit diskreter Zeit und anschließendem Grenzübergang zurückzuführen [61].

Ein wiederholtes Spiel hat eine zeitlich invariante, stationäre Struktur. Die Auszahlungen bleiben für alle Perioden unverändert. Entscheidungen heute verändern die Auszahlungen in der Zukunft nicht. Beim wiederholten Spiel kann eine Entscheidung vom bisherigen Verlauf abhängig gemacht werden. Kooperation ist beim wiederholten Spiel auch ohne bindende Verpflichtung möglich, da Verhalten auch bestraft oder belohnt werden kann.

Das vorliegende Spiel wird in Runden gespielt. Es ist im Gegensatz zu einem einmaligen Spiel somit ein wiederholtes bzw. iteriertes Spiel. Das Ergebnis einer Runde stellt die Basis für die nächste Runde dar.

Im vorliegenden Fall ist der Faktor Zeit im Spiel innerhalb der vorgeschlagenen Strategien enthalten. Diese werden von den Spielern so ausgewählt, dass die veränderten Netzgrößen, wie z.B. die Lastsituation, in den Strategievorschlägen bereits berücksichtigt sind. Dies entspricht einer stufenweisen Ausbauplanung. Das Gesamtoptimum am Planungszeitraumende wird zerlegt in Teilschritte, in denen die Randbedingungen berücksichtigt sind. Auf diese Weise kann statt eines schwierig zu modellierenden dynamischen Spieles ein statisches, wiederholtes Spiel verwendet werden.

Ausgewählt wurde für die vorliegende Untersuchung somit ein statisches kooperatives Nicht-Nullsummenspiel. Mehrere Spieler können während der Spielrunden durch die Bildung von Koalitionen profitieren, ohne dass die anderen entsprechende Nachteile zu tragen haben.

In einem kooperativen Spiel besteht die Gefahr, dass ein instabiler Zustand entsteht, da zwischen verschiedenen Pareto-Lösungen nicht entschieden werden kann; der

Optimierungsalgorithmus wird demzufolge nicht konvergieren. Eine Methode, den Verlauf des Spieles zu stabilisieren, ist die Einführung einer globalen Nutzenfunktion. Sie wird die Konvergenz des Optimierungsverfahrens gewährleisten und auch die Wiederholbarkeit der Lösung sicherstellen. Vorteilhaft ist eine solche globale Nutzenfunktion auch dadurch, dass sie am Ende des Optimierungsprozesses zu einer einzigen Lösung führt, wodurch auch das Dilemma der Auswahl aus der Pareto-Menge behoben wird.

Die Konstruktion und Eigenschaften der globalen Nutzenfunktion werden im Kapitel 3.4 beschrieben. Durch die Funktion wird nicht die Entscheidung getroffen, sondern sie sichert lediglich die Stabilität des Entscheidungsprozesses, die Entscheidung selbst jedoch hängt von anderen Parametern ab. Andere Methoden zur Stabilisierung des Spielverlaufs, wie z.B. die Einführung eines Wiederholungsindex, der beispielsweise verhindert, dass zunächst ausgeschlossene Strategien im Verlauf der Optimierung wieder in den Prozess eingehen können, würden durch eine Diskretisierung der Entscheidung den Charakter der Optimierung prinzipiell stark beeinflussen.

Durch die abschließende Auswertung mit Hilfe eines eingeführten Index (Machtindex) [60] kann überprüft werden, ob die Mitspieler ähnlichen Einfluss auf das Endergebnis haben, oder ob der Gesamterfolg nur möglich war, weil beispielsweise ein Spieler durch das Einbringen schlechter Vorschläge vollständig auf seinen Gewinn verzichtet hat.

3.2.3 Auswahl des Lösungskonzeptes für Netzplanungsaufgaben

Nach der Auswahl der für die Netzplanung passenden Spielarten müssen entsprechende Lösungskonzepte ausgewählt werden, die im Folgenden beschrieben werden.

Wie in der Spieltheorie üblich wurde auch im vorliegenden Vorhaben angenommen, dass sich ausschließlich rationale Spieler am Spiel beteiligen, die ihre Nutzenfunktionen kennen. Rationale Spieler haben das Ziel, ihren Gewinn zu maximieren. Sie haben konsistente Präferenzen bzgl. ihrer möglichen Spielergebnisse, die durch Nutzenfunktionen abgebildet werden können.

Die Strategie, die einem Spieler den höchsten Gewinn bringt, ist seine optimale Strategie. Wenn die maximale Auszahlung stets durch dieselbe Strategie erreicht wird, egal wie die Mitspieler sich verhalten, so ist diese Strategie die dominante Strategie.

Der Dominanzbegriff ist wie folgt definiert: Es gilt bei k Strategien, d.h. 2^k Kombinationen:

$$e_t \underset{\sim}{\prec} e_s \quad (3-2)$$

wenn der zu den Ereignissen e_t ($t = 1, \dots, 2^k$) gehörende Spaltenvektor der Nutzen $u_{t,i}$ ($i=1, \dots, n$), $(u_{t,1}, \dots, u_{t,n})^T$ der Auszahlungsmatrix $[U]$ komponentenweise kleiner oder gleich dem Vektor $(u_{s,1}, \dots, u_{s,n})^T$ ist, der zu e_s gehört. Strategien, die nicht diesem Zusammenhang genügen, werden ausgesondert.

Dabei genügt die Präferenzrelation $\underset{\sim}{\prec}$ den folgenden Axiomen:

a) Reflexivität (3-3): Es gilt:

$$e_t \underset{\sim}{\prec} e_t \quad \forall e_t \in E \quad (3-3)$$

b) Transitivität: aus $e_t \underset{\sim}{\prec} e_s$ und $e_s \underset{\sim}{\prec} e_u$ folgt $e_t \underset{\sim}{\prec} e_u$ für beliebige $e_t, e_s, e_u \in E$, wobei E die Matrix der Ereignisse bezeichnet.

c) Vollständigkeit: Für beliebige $e_t, e_s \in E$ mit $e_t \neq e_s$ gilt $e_t \underset{\sim}{\prec} e_s$ oder $e_s \underset{\sim}{\prec} e_t$.

Die Axiome a) bis c) definieren eine Präferenzordnung „ $\underset{\sim}{\prec}$ “. Alternativ zu ihr werden in der Entscheidungstheorie die sog. starken Präferenzrelationen „ \prec “ bzw. die Indifferenzrelation „ \sim “ verwendet.

Spielen alle Spieler ihre dominanten Strategien, so erhält man ein Gleichgewicht aus dominanten Strategien. Eine Strategiekombination ist, wie bereits erwähnt, ein Nash-Gleichgewicht, wenn die Gleichgewichtsstrategie jedes Spielers seinen erwarteten Nutzen maximiert, vorausgesetzt, alle Spieler spielen ihre Gleichgewichtsstrategie. Kein Spieler kann seine Auszahlungen vergrößern, wenn die anderen ihre Strategien unverändert lassen.

Wird eine Lösung gesucht, welche die Interessen aller Spieler berücksichtigt, so wird nach einem Pareto-Optimum d.h. einer effizienten Lösung gesucht. Die Pareto-Lösung ist dadurch gekennzeichnet, dass mindestens einer der Spieler (nicht alle Spieler) sein Ergebnis gegenüber anderen Lösungen verbessert. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass die Pareto-Lösung durch keine andere Lösung dominiert wird. Es sind oft mehr als eine Lösung in der Pareto-Menge enthalten. Die Wahl der besten Lösung ist schwierig und erfolgt meist nach subjektiven Kriterien [62], [63], [64]. Hierbei ist es nicht notwendig, dass alle Spieler während jedes Iterationsschrittes ihre Gewinne optimieren. Effizienz besagt, dass keine zulässige Lösung existiert, die für mindestens ein Zielkriterium besser und für die übrigen Zielkriterien nicht schlechter ist [52].

Pareto-Effizienz besagt, dass es eine Strategie gibt, die von allen Spielern einer anderen Strategie vorgezogen wird. Auch eine Koalition der Spieler wird diese Alternative bevorzugen. Diese Effizienz gibt es als starkes Kriterium und in einer weniger restriktiven Form. In der schwachen Form wird die Forderung, dass jeder Spieler die Alternative vorziehen muss, aufgegeben zugunsten der Aussage, dass es mindestens einen Spieler geben muss, der eine Strategie strikt vorzieht, während die anderen Spieler ihr Nutzen-Niveau halten. Im Algorithmus wird die schwache Form des Kriteriums verwendet. Diese Definition entspricht der Definition der Dominanz, die besagt, dass eine Strategie von einer anderen dominiert wird, wenn sie in mindestens einem Kriterium schlechter ist, ohne in einem anderen Kriterium besser zu sein. Da dominierte Strategien nicht in der Pareto-Menge enthalten sind, werden diese bei der Auswahl der Lösung nicht berücksichtigt. Im Zusammenhang mit einer stabilisierenden Hilfsfunktion ist sichergestellt, dass das Gesamtergebnis sich im Vergleich zur Vorrunde verbessert.

Auch wenn ein Spieler sich nicht in jeder Runde verbessert hat, kann trotzdem am Ende des Spieles ein gutes bzw. besseres Gesamtergebnis für alle Spieler, d.h. der beste Kompromiss, gefunden werden.

3.3 Anwendung der Spieltheorie für die Netzplanung

Für multikriterielle Aufgaben, wie sie sich spätestens seit der Liberalisierung in der Netzplanung stellen, sind effiziente Optimierungsalgorithmen anzuwenden. Die Spieltheorie liefert Algorithmen für diese Art der Aufgaben.

Die Ausbauplanung geht immer von einer Netzstruktur aus, bei der ein vorhandenes Netz verbessert werden soll. Dazu stellen die einzelnen Bereiche des Unternehmens Anforderungen und unterbreiten Vorschläge. Diese werden hier als Netzplanungsstrategie S_j bezeichnet. Die Qualität der Vorschläge wird von den Planungskriterien Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit oder Betriebsqualität modelliert und bewertet. Diese Bewertung wird als Nutzenwert in der Auszahlungsmatrix dargestellt. Mit Hilfe der Spieltheorie wird nun eine Kombination der Vorschläge ausgewählt, die einen optimalen Kompromiss zwischen den Planungskriterien darstellt. Dieser Kompromiss ist die Lösung, deren Realisierung dann zu dem neuen Netzwerkszenario führt.

In Abbildung 3.2 werden zwei Ansätze zur Netzplanung beschrieben. Im klassischen Ansatz gehen Netzdaten und Planungskriterien in den Planungsprozess ein und Netzszenarien werden berechnet. Im neueren multikriteriellen Ansatz, der Methoden der Spieltheorie verwendet, gehen mehr Kriterien ein als zuvor, d.h. Kriterien, die vorher feste Randbedingungen gewesen sind, können jetzt innerhalb des Planungsprozesses optimiert werden. Der Planungsprozess selbst ist ebenfalls modelliert [65].

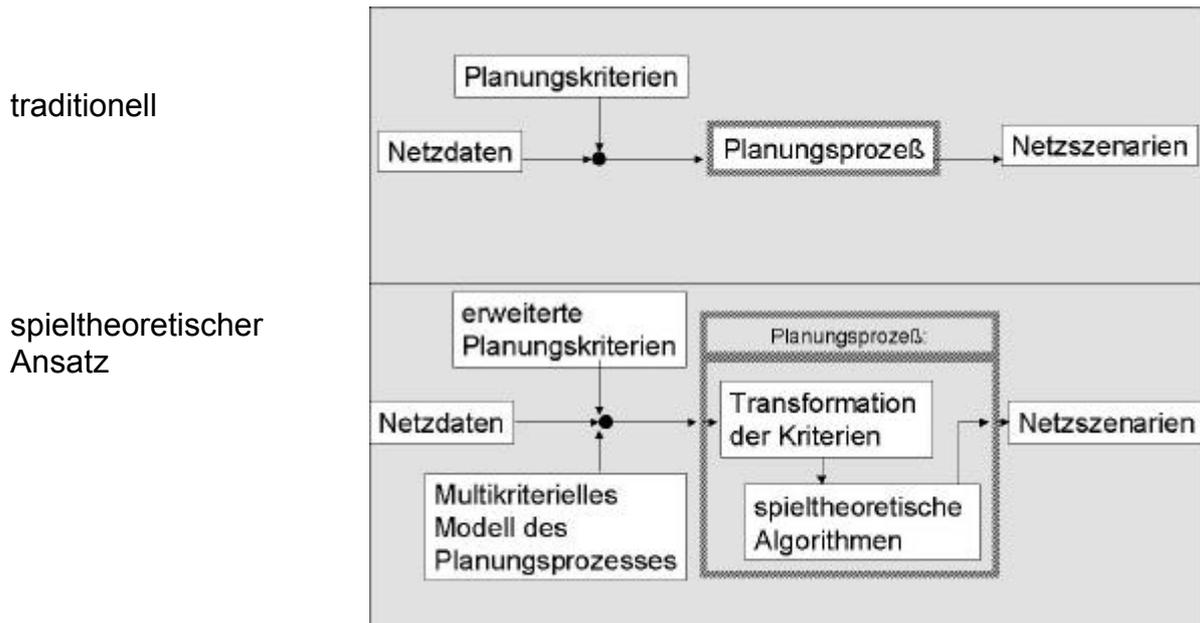


Abbildung 3.2: Modellierung des Planungsprozesses

Zunächst werden Berechnungen für jedes Planungskriterium, das als Spieler modelliert ist, erstellt. Dies sind die Berechnung charakteristischer Daten z.B. für Wirtschaftlichkeit, die Berechnung von Zuverlässigkeitsdaten, die Simulation von Ausfällen, Lastflussberechnungen betreffend der maximalen jährlichen Last, die Berechnung von thermischer Auslastung der Netzbetriebsmittel, Kurzschlussberechnungen wie auch die Analyse verschiedener Betriebszustände. Hierbei handelt es sich um die in Kapitel 3.2.1 erwähnten Ergebnisfunktionen

$$\omega : \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \Omega .$$

Ziel ist schließlich die gleichzeitige Optimierung verschiedener Zielfunktionen.

$$\text{opt}(K(0); E(W_{D, \text{Netz}}); U_j; I_j; P_V; I_{\text{therm}}; I_{k,j}) \quad (3-4)$$

| | | | |
|-----|-------------------------|--|--------|
| mit | $K(0)$: | Barwert der Kosten zum Zeitpunkt t=0 | [€]; |
| | $E(W_{D, \text{Netz}})$ | Erwartungswert der Defizitenergie des Gesamtnetzes | [MWh]; |
| | U_j | Knotenspannungen | [kV]; |
| | I_j | Knotenpunktströme | [kA]; |
| | P_V | Verlustleistung | [kW]; |
| | I_{therm} | thermische Belastungsströme | [kA]; |
| | $I_{k,j}$ | Kurzschlussströme | [kA]. |

Zu erfüllen sind folgende Anforderungen:

$$\begin{aligned}
 K(0) & \stackrel{!}{=} \min; & & [\text{€}]; & & (3-5) \\
 E(W_D) & \stackrel{!}{=} \min; & & [\text{MWh}]; \\
 U_{\min} & \leq U_j \leq U_{\max}; & & [\text{kV}]; \\
 I_j & \leq I_{\max} = I_{\text{therm}}; & & [\text{kA}]; \\
 P_v & \stackrel{!}{=} \min; & & [\text{kW}]; \\
 I_{k,j} & \leq I_{k,j\max}. & & [\text{kA}].
 \end{aligned}$$

Die Anforderungen aus den Gleichungen (3-5) bedeuten, dass die Kosten, die Defizitenergie und die Verluste zu minimieren sind, das Spannungsband eingehalten werden soll und der Belastungsstrom als auch die Kurzschlussströme im vorgeschriebenen Bereich liegen sollen.

Mit Hilfe von Nutzenfunktionen $u_i : \Omega \rightarrow \mathfrak{R}$ werden die oben berechneten Werte der Ergebnisfunktionen für jeden Spieler jeweils in ein standardisiertes Entscheidungssystem transformiert, in dem der Optimierungsprozess durchgeführt wird. In diesem System werden die spieltheoretischen Algorithmen angewendet, um den besten Kompromiss zwischen den konkurrierenden Zielen herauszufinden. Die Untersuchungsergebnisse werden dabei in einer Matrix weiterverarbeitet, welche die Nutzenwerte für jeden Spieler und jede Strategie sammelt. Am Ende des Prozesses wird das Problem zurück in das Originalsystem transformiert und das neue Netzscenario für das reale Netzwerk wird erhalten.

Die grundsätzliche Vorgehensweise des spieltheoretischen Ansatzes ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Zur Anwendung der Spieltheorie in der Netzplanung werden die Planungskriterien zunächst als Spieler modelliert, wobei jeder Spieler durch seine eigene Nutzenfunktion repräsentiert wird, so dass die Ergebnisse in der Spielmatrix zusammengestellt werden können und spieltheoretische Algorithmen anwendbar werden. Alle Spieler starten mit demselben Startwert der Nutzenfunktion.

Das erste Netzwerkszenario, genannt Basis-Szenario, stellt die Ausgangsstruktur des zu optimierenden Netzwerkes dar. Die Netzstruktur und die Grunddaten für die Nutzenfunktionen werden in diesem Schritt festgelegt. Dieser Schritt ist elementar für die Planung, denn jetzt wird die Nutzenfunktion jedes einzelnen Spielers parametrisiert und kann während des gesamten Planungsprozesses nicht mehr geändert werden. In den nächsten Runden werden Szenarien für verschiedene Ausbaustrategien berechnet. Dafür ist ein Satz Strategien notwendig, der zu einer Menge neuer Planungsszenarien führt. Die Strategien werden von den einzelnen Spielern vorgeschlagen.

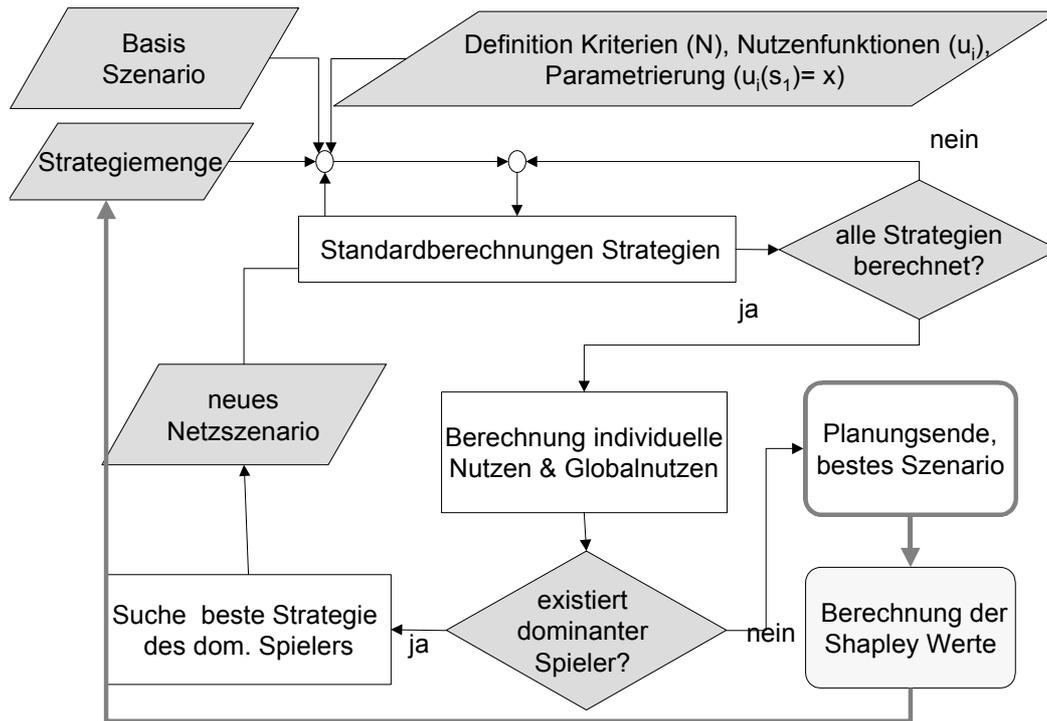


Abbildung 3.3: Vorgehensweise

Nach jeder Runde wird das neu erhaltene Szenario entsprechend der Spielregeln analysiert. Hierfür werden die individuellen Nutzen sowie der globale Nutzen für jede Strategie und jeden Spieler ermittelt. Der dominante Spieler, d.h. derjenige Spieler, welcher Strategien anwendet, die der globalen Nutzenfunktion genügen und dabei seinen individuellen Gewinn am häufigsten vergrößern, wird gesucht. Sein bestes Szenario wird in der nächsten Runde als Grundlage des weiteren Optimierungsprozesses verwendet. In der nächsten Runde werden zur neuen Ausgangssituation die verbliebenen Strategien einzeln kombiniert. Auf diese Weise wird nach einigen Runden am Ende des Planungsprozesses ein optimales Szenario, d.h. der beste Kompromiss für das zu planende Energieversorgungsnetz erreicht.

Bezüglich der Marktmodellierung gibt es unterschiedliche Möglichkeiten der Anwendung von Machtindizes. Sie können berechnet werden, um die Position der Spieler innerhalb des Entscheidungsprozesses zu verdeutlichen. Die entsprechenden Zusammenhänge werden in Kapitel 4.1.3 erläutert. Entspricht die Bewertung mittels der Machtindizes nicht den Vorgaben durch den Planer, beispielsweise der Forderung nach ähnlichem Einfluss, so ist bei Bedarf die Strategiemenge in entsprechender Weise zu verändern und der Planungsprozess erneut zu beginnen.

3.4 Beschreibung des Lösungsalgorithmus

Um das Spiel mathematisch zu beschreiben, werden folgende Mengen definiert:

- die Menge $N = \{N_1, \dots, N_n\}$ der Spieler $N_i \in N$ mit $i = (1, \dots, n)$;
- die Menge $S = \{S_1, \dots, S_k\}$ der Strategien $S_j \in S$ mit $j = (1, \dots, k)$;
- die Menge $M = \{M_1, \dots, M_t\}$ der Strategiekombinationen $M_t \in M$ mit $t = (1, \dots, 2^k)$;
- die Menge $E = \{E_1, \dots, E_t\}$ der Ereignisse $E_t \in E$ mit $t = (1, \dots, 2^k)$;
- die Menge $P = \{u_{t,1}, \dots, u_{t,n}\}$ der Auszahlungen $u_{t,i} \in P$ mit $i = (1, \dots, n)$ und $t = (1, \dots, 2^k)$.

Strategien sind Maßnahmen, die im Netz umgesetzt werden sollen. Sie werden von verschiedenen Spielern vorgeschlagen und können miteinander kombiniert werden. Jede Maßnahme kann ausgeführt oder verworfen werden. In Kombination ergeben sich bei k Strategien 2^k Kombinationen, von denen die besten ausgewählt werden sollen, insofern ist S echte Teilmenge von M (3-6).

Es gilt:

$$S \subset M \quad (3-6)$$

$$M \rightarrow E \rightarrow P \quad (3-7)$$

Gleichung (3-7) bedeutet, dass jeder Strategiekombination M_t ein Ereignis $E(M_t) \in E$ zugeordnet wird und jedem Ereignis wiederum eine Auszahlung $u_i(E_t) \in P$. Da die Zuordnungen reflexiv, symmetrisch und transitiv sind, gilt auch die Äquivalenz (3-8):

$$u_i(E_t) \sim u_i(M_t) \quad (3-8)$$

Die o.g. Eigenschaften bedeuten, dass gilt

$$\forall a, b, c \in P : \quad (3-9)$$

$$\text{Reflexivität : } aRa$$

$$\text{Symmetrie : } aRb \rightarrow bRa$$

$$\text{Transitivität : } aRb \wedge bRc \rightarrow aRc$$

wobei R eine Relation in einer Menge P bezeichnet, d.h. eine Beziehung, die zwischen je n Elementen $x_1 \dots x_n \in P$ entweder besteht oder nicht besteht [55].

Eine Nutzenfunktion $u_i(M_t)$ (3-8) der einzelnen Spieler definiert dabei den Nutzen, den ein Spieler im Falle des Eintretens des Ereignisses E_t aufgrund der Anwendung einer Strategiekombination M_t als Auszahlung aus der Auszahlungsmenge P (3-10) erhält, so dass seine Präferenzen bezüglich der Strategien deutlich werden. Diese

Funktion wird am Anfang des Spieles definiert und kann während des Planungsprozesses (Spieles) nicht mehr verändert werden. Alle Spieler starten mit demselben Startwert der Nutzenfunktion.

$$\begin{aligned} \forall_{\substack{N_i \in N, \\ M_t \in M}} \exists u \in P, \quad P &= \{u_i(M_t) \mid M_t \in M\} \\ &= \{u_1(M_t), \dots, u_n(M_t)\} \end{aligned} \quad (3-10)$$

Die Spielregeln legen sowohl das Ziel des Spieles fest, als auch erlaubte Handlungen, das Spielende und die Gewinne. Dies ist allgemein in Abbildung 3.3 vorgestellt worden.

Wird eine bestimmte Strategiekombination gespielt, so erhält man eine eindeutig bestimmte Kombination von Auszahlungen. Diese Auszahlungen aller Strategien für die einzelnen Spieler werden in einer Matrix **[U]** angeordnet, so dass die für den jeweiligen Zweck optimale Strategie und optimale Kooperationsgruppen im nächsten Schritt weiter verfolgt werden können. Die Elemente der Matrix repräsentieren hierbei die Nutzen der einzelnen Spieler für die entsprechende Strategien.

Die individuellen Nutzen $u_i(M_t)$ können mit einer S-Kurven-Funktion (3-11) berechnet werden, um die Abhängigkeiten zu modellieren und um die verschiedenen Ergebniswerte $F_i \in \Omega$ aus Standardberechnungen der einzelnen Kriterien aus ihren verschiedenen Originaleinheiten, wie Geld, Leistung, Energie in ein standardisiertes System zu transformieren.

$$\forall_{\substack{N_i \in N, \\ M_t \in M, \\ S_1 \in S}} u_i(M_t) = \frac{1}{1 + e^{a_i(F_i(M_t) - F_i(S_1))}} \quad (3-11)$$

mit $F_i(M_t)$ = Funktionswert aus Standard-Berechnung

Abbildung 3.4 zeigt schematisch den Verlauf einer solchen S-Kurve. Der Wert auf der x-Achse bezeichnet die Differenz von $F_i(M_t)$ und dem Basisszenario $F_i(S_1)$.

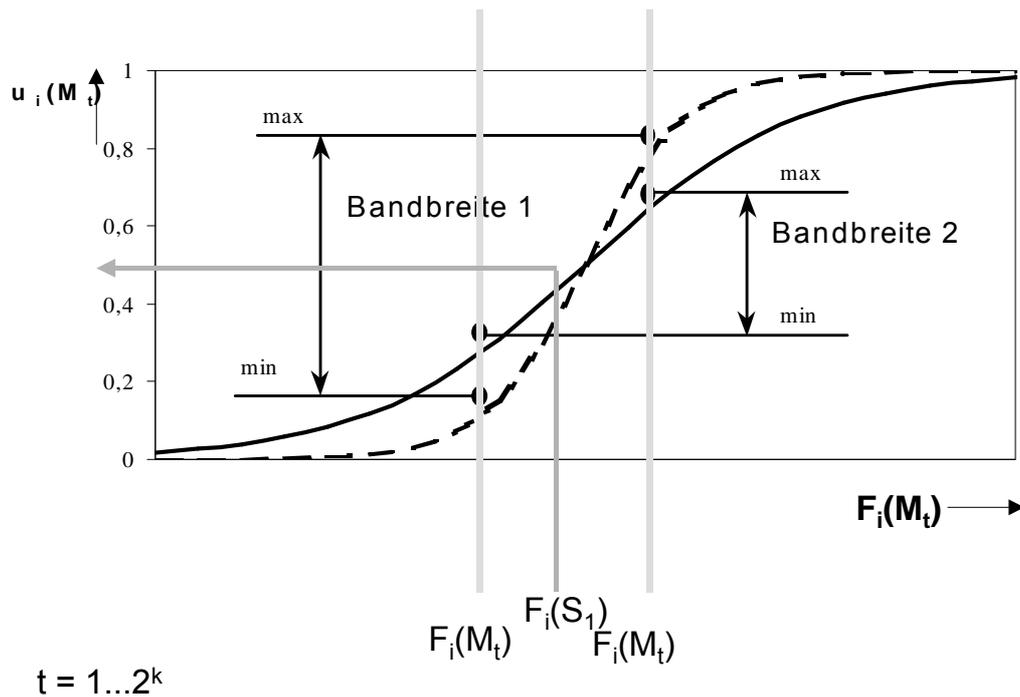


Abbildung 3.4: S-Kurven-Funktion als Nutzenfunktion

Der Faktor a_i im Exponenten in Gleichung (3-11) beschreibt die Steilheit der S-Kurven-Funktion $u_i(M_t)$. Für jedes Kriterium muss ein eigener Faktor a_i bestimmt werden. In der Ausgangssituation entspricht $F_i(M_t)$ dem Wert $F_i(s_1)$, so dass für alle Spieler N_i der Funktionswert von 0,5 angenommen wird. Ein Vorzeichenwechsel von a_i führt zu einer Spiegelung der Funktion an der Achse von $y=0,5$. Diese Eigenschaft lässt sich dazu nutzen, unterschiedliche Zielrichtungen in ein Nutzensystem überführen zu können. Der Wert der Funktion u_i zeigt über die entsprechende Vorzeichenwahl von a_i auf diese Weise stets für jeden Spieler die Verbesserung beziehungsweise Verschlechterung gegenüber dem Basisszenario an: Ist der Faktor a_i negativ, werden Ziele bei höheren Werten besser erfüllt als bei niedrigeren; ist er positiv, ist es Ziel, möglichst niedrige Werte im Originalsystem zu erreichen. Die Wahl des Betrags des Faktors ist zunächst willkürlich, soll für alle Spieler jedoch einheitlich sein. Sie wurde deshalb im Lösungsalgorithmus so eingebunden, dass für alle Kriterien (Spieler) dieselben Bandbreiten verwendet werden, um denselben Kurvenanteil zu verwenden und keinen Spieler durch die Wahl der Steigung zu bevorzugen. Innerhalb der ersten Spielrunde wird die Bandbreite anhand der maximalen und minimalen Nutzenwerte jedes Spielers so festgelegt, dass ihre Differenz den gewünschten Wert x ergibt (Gleichung (3-12)).

$$u_{i_{\max}}(S_j) - u_{i_{\min}}(S_j) = x \quad (3-12)$$

Die Größe der Bandbreite kann je nach Spiel variiert werden und sollte dem Modell angepasst sein. Kleine Bandbreiten geben denjenigen Strategien größeren Einfluss, deren Werte sich in Kombination mit anderen Strategien weit von den Werten der Ausgangssituation entfernen. Größere Bandbreiten sorgen dafür, dass die Nutzenwerte der Spieler sich kaum über den vorgegebenen Wertebereich hinaus verändern. Eine Gewichtung ist nicht erwünscht, insofern wird die Bandbreite möglichst hoch angesetzt.

Mit dieser S-Kurven-Funktion ist sichergestellt, dass jeder Strategiekombination für jedes Kriterium ein Nutzen im Bereich von 0 bis 1 zugeordnet werden kann.

Eine weitere Nutzenfunktion, die zur Anwendung kommt, ist die Sprungfunktion $u_4(M_t)$, vgl. Gleichung (3-13), die entsprechend der getroffenen Vereinbarungen entweder den Wert 0 hat, wenn eine Strategiekombination M_t nicht realisierbar ist, oder 1, wenn sie realisierbar ist. Zusätzlich gibt es noch den Wert 0,1, der eine teilweise Realisierbarkeit ausdrückt. Die Definition der teilweisen Realisierbarkeit wird benötigt, falls es im Netz voneinander unabhängige Planungsaufgaben gibt. Kann eine Strategie zwar ein Teilproblem im Netz lösen, ist aber das Gesamtnetz nach Wahl der Strategie nicht betriebsfähig, erhält der zugehörige Spieler für die Anwendung dieser Strategie den Nutzenwert 0,1. Dieser Wert stellt sicher, dass unter mehreren Strategien ausgewählt werden kann, die zur Lösung einer der Planungsaufgaben beitragen, obwohl sie im ersten Schritt für das Gesamtnetz als nicht realisierbar eingestuft werden, dass aber dennoch Strategien dominieren, die für das gesamte Netz realisierbar sind. Zu beachten ist, dass eine Strategie nur dann als partiell realisierbar definiert werden kann, wenn sie eine der Planungsaufgaben tatsächlich löst.

$$u_4(M_t) = \begin{cases} 0 & \text{Szenario nicht realisierbar} \\ 1 & \text{Szenario realisierbar} \\ 0,1 & \text{Szenario teilweise realisierbar} \end{cases} \quad (3-13)$$

Die Nutzenwerte aller Spieler gemäß Gleichung (3-11) werden mit dem Nutzenwert des Realisierbarkeitsspielers $u_4(M_t)$ multipliziert, um eine Differenzierung bezüglich der Realisierbarkeit zu gewährleisten (Gleichung (3-14)). Insofern wird z.B. bei Einstufung einer Strategiekombination als nicht realisierbar den Nutzenwerten der anderen Spieler über die Produktbildung ebenfalls der Wert 0 zugewiesen, so dass ausgeschlossen wird, dass eine nicht realisierbare Strategie als Ergebnis in Betracht gezogen wird. Der Betrag dieser Nutzenfunktion des Realisierungsspielers wird aus demselben Grund nicht bei der Bildung des globalen Nutzens berücksichtigt, er ist indirekt in den Nutzenwerten der anderen Spieler enthalten.

$$\forall \begin{matrix} N_i \in N, \\ M_t \in M \\ S_1 \in S \end{matrix} \quad u_i(M_t) = \frac{1}{1 + e^{a_i(F_i(M_t) - F_i(S_1))}} \cdot u_4(M_t) \quad (3-14)$$

Im ersten Schritt wurden das Basisszenario und damit auch die Basisdaten für die Nutzenfunktion bestimmt. Die erste Runde beginnt durch die Berechnung jeder Strategie für jeden Spieler. Man erhält die Auszahlungsmatrix [U] (Spiel in Normalform) mit den individuellen Auszahlungen $u_{t,i}$ (Abbildung 3.5).

$$[U] = \begin{matrix} & \begin{matrix} i \rightarrow \\ \hline \end{matrix} \\ \begin{matrix} \downarrow t \\ \hline \end{matrix} & \begin{bmatrix} u_{1,1} & u_{1,2} & u_{1,3} & u_{1,4} & u_{1,G} \\ u_{2,1} & u_{2,2} & u_{2,3} & u_{2,4} & u_{2,G} \\ u_{3,1} & u_{3,2} & u_{3,3} & u_{3,4} & u_{3,G} \\ u_{4,1} & u_{4,2} & u_{4,3} & u_{4,4} & u_{4,G} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Abbildung 3.5: Spielmatrix

Strategien, die in einer Runde nicht realisierbar waren, werden in den nachfolgenden Runden wieder berücksichtigt, da es möglich ist, dass zu ihrer Realisierbarkeit eine andere Strategie Voraussetzung ist.

Eine globale Nutzenfunktion $u_{t,G}$ wird durch Gleichung (3-15) definiert, um das Spiel zu stabilisieren und die Wiederholbarkeit des Ergebnisses zu sichern. Das geschieht dadurch, dass nur Strategien betrachtet werden, deren globale Nutzenfunktion sich gegenüber der Vorrunde verbessert hat, vgl. Gleichung (3-16). Für jede Runde $r = (1, \dots, r_{\text{end}})$ wird zunächst (3-15) berechnet:

$$u_{t,G} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} u_i(M_t)}{n-1} \quad (3-15)$$

Die globale Nutzenfunktion definiert durch ihre Berechnung als arithmetisches Mittel aus den individuellen Nutzenfunktionen einen Gleichgewichtszustand der Kriterien. An dieser Stelle wäre es bei Bedarf möglich, Kriterien veränderbar zu gewichten, um spezielle Wünsche der Planer zu berücksichtigen. Dies wird jedoch zunächst nicht vorgenommen, um von einem gleichberechtigten Status aller Spieler auszugehen.

Die Bedeutung der globalen Nutzenfunktion und der Paretomenge lässt sich vereinfachend anhand eines 2-Personen-Nullsummenspieles erklären. Bei einem solchen Spiel, dessen Lösungsbereich in Abbildung 3.6 dargestellt ist, würde man sich im Verlauf der Optimierung auf der Winkelhalbierenden nach außen bewegen.

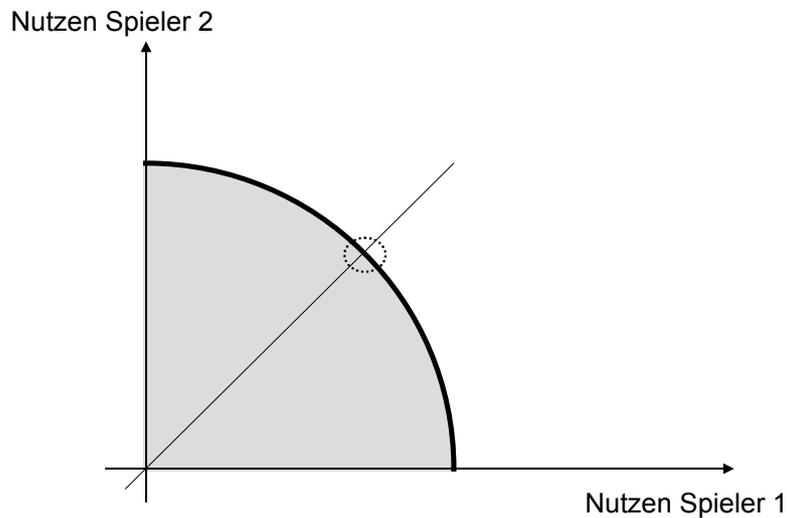


Abbildung 3.6: Pareto-Menge für 2 Spieler

Die Pareto-Menge liegt genau auf dem Rand der durch den Viertelkreis begrenzten Menge. Der Algorithmus würde den Schnittpunkt des Kreises mit der Winkelhalbierenden als Lösung aus der Pareto-Menge auswählen. Für Mehrpersonen-Nicht-Nullsummenspiele ist die Pareto-Menge vorstellbar als n-dimensionale Menge, deren Ursprung im Nullpunkt liegt. Die globale Nutzenfunktion beschleunigt die Auswahl einer Strategiekombination, sie bestimmt sie jedoch nicht. Die Auswahl geschieht über die Bestimmung eines dominanten Spielers, der dann die Basis für die nächste Runde bestimmen wird.

Zur Bestimmung des dominanten Spielers wird die Anzahl der Gewinne z_i für jeden Spieler bestimmt (3-16):

$$\forall_{\substack{N_t \in N, \\ M_t \in M}} \exists z_i \in P_z, \tag{3-16}$$

$$z_i := \# M_t \in M: \begin{aligned} & (u_{t,G} > u_{t-1,G}) \\ & \wedge (u_{t,i} > u_{t-1,i}) \end{aligned}$$

mit P_z ...Menge der Zählvariablen

Als dominanter Spieler (3-17) wird derjenige mit der höchsten Anzahl von Gewinnen z_i^* definiert:

$$z_i^* = \max_{N_i \in N} (z_i) \quad (3-17)$$

Das beste Szenario des dominanten Spielers $u_i^*(M_t^*)$ wird neues Basisszenario für die nächste Runde (3-18):

$$u_i^*(M_t^*) \in P = \left\{ u(M_t) \left| \begin{array}{l} \left(z_i^* = \max_{N_i \in N} (z_i) \right) \\ \wedge \left(u_i^*(M_t^*) = \max_{M_t \in M} (u_i(M_t)) \right) \end{array} \right. \right\} \quad (3-18)$$

Für den Fall, dass mehrere Spieler die gleiche Anzahl von Verbesserungen vorweisen, wird diejenige Strategie ausgewählt, die den höchsten Einzelnutzen für einen dieser Spieler verursacht.

Innerhalb der nächsten Runden werden weitere Strategien und Strategiekombinationen berechnet. Nach jedem Schritt wird ein neues Szenario entsprechend der Spielregeln analysiert. Für jeden nachfolgenden Planungsschritt werden die optimalen Strategien aus der entstandenen Lösungsmenge entnommen, die der globalen Nutzenfunktion $u_{t,G}$ entsprechen.

Das Verfahren gemäß Abbildung 3.3 wird solange wiederholt, bis die Pareto-Menge, d.h. der Rand der vorhandenen Lösungsmenge, wieder in Richtung Ursprung verlassen wird bzw. kein dominanter Spieler mehr existiert, d.h. das optimale Szenario gefunden ist. Jeder Spieler versucht zwar, sein persönliches Ergebnis zu optimieren, aber er wird auf Verbesserungen verzichten, wenn stattdessen eine andere Strategie das Gesamtergebnis für alle verbessert. Hier wird die Kooperation deutlich, deren Ziel es ist, den besten Kompromiss für alle Spieler zu finden.

Zum Schluss wird das Ergebnis vom Beobachter Markt kommentiert, um festzustellen, wie groß die Entscheidungskraft eines jeden Spielers bezüglich des Endergebnisses ist (hierzu siehe Kapitel 4.1.3).

Der Lösungsalgorithmus stellt eine effektive Optimierungsmethode dar, welche die technisch-wirtschaftlichen Abhängigkeiten zusammen mit den Begrenzungen beschreibt, die aus der Liberalisierung resultieren [17]. Mit diesem Algorithmus ist es nicht notwendig, alle möglichen Strategien zu berechnen, die sich aus der Strategiemenge ergeben könnten. Geht man von k Strategien aus, so führen sie zu 2^k Strategiekombinationen. Mit einem kombinatorischen Ansatz müssten sämtliche Kombinationen berechnet werden, was einen erheblichen Aufwand darstellt und auch keinen Weg anbietet, aus der Pareto-Menge eine Auswahl zu treffen. Mit dem

spieltheoretischen Algorithmus müssen nur maximal $\sum_{j=1}^k j$ Strategien berechnet werden, meist sogar weniger.

Es kann Rechenzeit gespart werden und – was erheblich wichtiger ist – der beste Kompromiss aus der Pareto-Menge gewählt werden, ohne dabei subjektiven Präferenzen zu folgen, da der Lösungsalgorithmus kein Kriterium bevorzugt.

Es stellt sich die Frage, ob als Ergebnis Strategien berechnet werden, die tatsächlich in der endgültigen Pareto-Menge enthalten sind. Dies entspricht der Frage, ob ein lokales oder ein globales Maximum der Hilfsfunktion gefunden wurde. Anforderung an den Lösungsalgorithmus ist es nicht, die vollständige Pareto-Menge zu berechnen, sondern mindestens eine Teilmenge daraus.

Es kann aufgrund der Nichtvorhersagbarkeit des Zusammenwirkens mehrerer konkurrierender Strategien für die unterschiedlichen Spieler nicht ausgeschlossen werden, dass es in seltenen Fällen Strategiekombinationen geben kann, welche die mit dem Algorithmus berechneten Strategiekombinationen dominieren. Dies könnte vorkommen, wenn das Hinzufügen einzelner Strategien nicht zu einer Verbesserung des globalen Nutzens führt, der Algorithmus somit abbricht, jedoch das Hinzufügen mehrerer Strategien zu einer Verbesserung für alle Spieler geführt hätte. Mathematisch lässt sich jedoch nicht beweisen, dass das Hinzufügen mehrerer Strategien zu einem besseren Ergebnis führt als das Hinzufügen von einzelnen Strategien. Sollte der Algorithmus demgemäß quasi zu früh abbrechen, bewegt sich die gefundene Lösung dennoch in jedem Fall in einer Pareto-Menge, bei der es sich schlimmstenfalls dann nicht um die endgültige Pareto-Menge handelt. Aus dieser Pareto-Menge wird dennoch der beste Kompromiss bestimmt. Die stabilisierende Hilfsfunktion schließt einen zu frühzeitigen Abbruch jedoch nahezu aus, da sie vorschreibt, dass das Gesamtergebnis sich in jeder Runde verbessern muss. Bezüglich eines mathematischen Beweises besteht weiterhin Forschungsbedarf.

Das Verfahren erlaubt, während des Planungsprozesses Strategien hinzuzufügen, die nicht in der ursprünglichen Strategiemenge enthalten waren. Jedoch sollte beachtet werden, dass sich das zugehörige Optimierungsergebnis von dem Ergebnis unterscheiden kann, das man erhielte, stünde diese zusätzliche Strategie von vornherein mit in der Strategiemenge zur Auswahl. Es handelt sich bei den Strategien stets um Vorschläge von Maßnahmen im Netz, die sich auch im Hinblick auf einzelne Planungskriterien gegenseitig beeinflussen können bzw. Synergieeffekte beinhalten. Insofern sollten die nachträglich in den Prozess eingebrachten Strategien inhaltlich nicht mit bereits ausgewählten Strategien kollidieren. Falls sich dies nicht vermeiden lässt, sollte überlegt werden, den Optimierungsprozess von vorn zu beginnen.

Ein Verwerfen von Strategien während des Planungsprozesses ist bedingt möglich. Hierbei muss jedoch aktiv in den Prozess eingegriffen werden, eine vom Lösungsalgorithmus einmal gewählte Strategie wird nicht automatisch verworfen. Bei einem Eingriff sollte jedoch beachtet werden, dass das Ergebnis einer Runde die Basis für die nächste Runde bildet, insofern möglicherweise suboptimale Ergebnisse erhalten werden, falls eine Strategie aus der finalen Gesamtkombination oder bereits vorher gestrichen wird. Es ist in dem Fall sinnvoller, das Spiel ab der Runde zu wiederholen, in der die zu streichende Strategie das Ergebnis bestimmt hat. Grund ist auch hier, dass die Maßnahmen im Netz sich bezüglich eines Kriteriums gegenseitig beeinflussen können.

Es ergibt sich bei diesem Verfahren kein Vorteil für einen Spieler, der viele Vorschläge macht, die sich inhaltlich ähneln. Sind diese Vorschläge tatsächlich gut, dominiert er möglicherweise in einer Runde und sein bestes Szenario wird gewählt, doch in späteren Runden wird er sich mit den ähnlichen Strategien nicht erneut durchsetzen, da diese inhaltlich durch die gewählte Strategie kompensiert werden. Die ähnlichen Vorschläge werden ab dem Zeitpunkt wertlos.

3.5 Modellierung von Planungskriterien

Die Planungskriterien, die in einem Planungsprozess wichtig sind, werden gemäß der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Voraussetzungen bzw. Annahmen modelliert. Bevor durch die dort definierte Nutzenfunktionen $u_i(M_i)$ die Werte in die Spielmatrix eingeordnet werden können, müssen die Kriterien selbst modelliert werden. Dies geschieht durch in der Netzplanung übliche Verfahren, d.h. die Werte $F_i \in \Omega$ der einzelnen Ergebnisfunktionen $\omega : \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \Omega$ mit der Kriterien werden berechnet. Die

Kriterien werden dabei durch die Berechnung charakteristischer Werte in ihren Größen bestimmt.

Im Folgenden werden für die Planung wichtige Kriterien bestimmt und die Berechnung ihrer Ergebnisse im jeweiligen Originalsystem dargestellt.

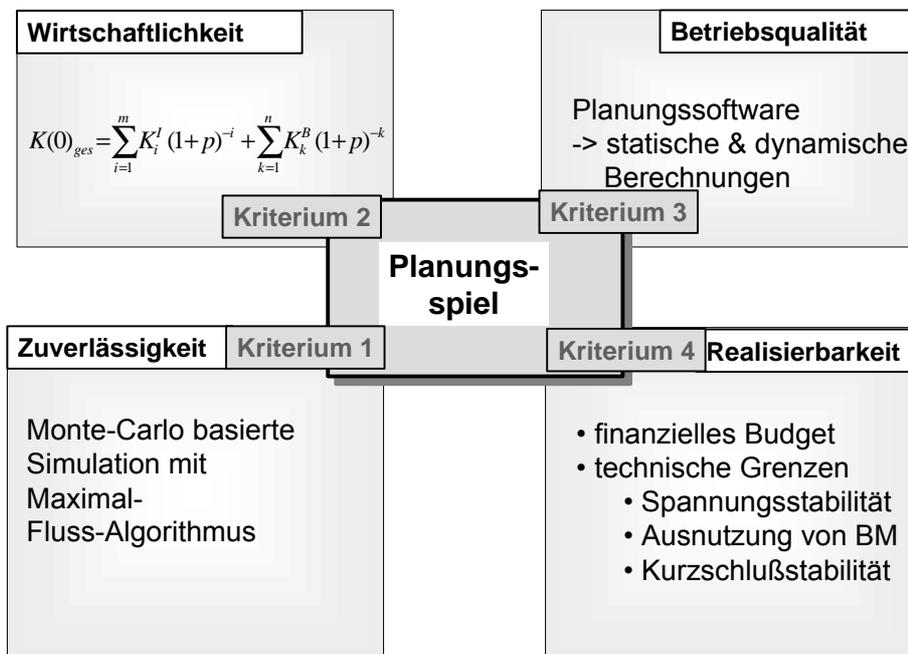


Abbildung 3.7: Modellierung von Planungskriterien

3.5.1 Zuverlässigkeit des Netzes

Die Zuverlässigkeit eines Netzes ist im Rahmen einer multikriteriellen Optimierungsaufgabe stets im Zusammenhang mit wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu betrachten. Hohe Kosten entstehen im Allgemeinen einerseits durch geringe Zuverlässigkeit, d.h. eine hohe Anzahl von Ausfällen, aber auch andererseits durch ein hohes Maß an Zuverlässigkeit, was durch hohe Investitions- und Betriebskosten bedingt ist [66]. Zwischen diesen beiden Grenzen muss ein angemessener Zuverlässigkeitsstandard zu vertretbaren Kosten gefunden werden.

Zuverlässigkeit und Risikobewertung in einer liberalisierten Umgebung

In einer liberalisierten Umgebung verändern sich die Anforderungen an die Zuverlässigkeit. Zuverlässigkeitsindizes werden in Risikobewertungsmodelle integriert, um ein wirtschaftliches Risikomanagement bezüglich der Planung und des Betriebs des Netzes durchführen zu können [36]. Planer, Betreiber und Kunden handeln heute nicht mehr kooperativ bezüglich der Zuverlässigkeit, sondern sind Teilnehmer eines Wettbewerbes geworden.

Die Stromversorgung und ihre Zuverlässigkeit kann für den Kunden durch unterschiedliche Marktmaßnahmen gesichert werden, beispielsweise durch einen Markt für die installierte Erzeugungskapazität oder entsprechende Vorabverträge mit den Erzeugungsunternehmen [67]. Die Entwicklung von Regelwerken bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit, welche technische und vertragliche Rahmenbedingungen für Erzeugung, Handel und Verkauf elektrischer Energie bestimmen [68], steht erst am Anfang. Es stellt sich die Frage, wie eine kundengerechte Versorgungsqualität zukünftig sichergestellt werden kann.

Aus der Sicht des Kunden sind Rahmenbedingungen wünschenswert, in denen er gemäß seinen individuellen Vorstellungen zwischen einer Anzahl von Möglichkeiten wählen kann, welche die Qualität und die damit verbundenen Kosten für diesen Service betreffen. Allerdings kann das Zuverlässigkeitsniveau aus technischen Gründen nicht ohne Weiteres den individuellen Bedürfnissen sämtlicher Kunden angepasst werden, da zumeist jeweils eine Vielzahl von Kunden von einer Maßnahme im Netz betroffen ist.

Es gibt unterschiedliche Ansätze, die entweder auf Strafgebühren oder einem Versicherungsmodell basieren [69]. Beispielsweise wird in [68] vorgeschlagen, dass die Kunden ihr individuelles Zuverlässigkeitsniveau wählen können. Für das gewählte zusätzliche Zuverlässigkeitsniveau zahlt der Kunde eine Versicherungsgebühr zusätzlich zu den Gebühren für die Netzverbindung und die Betriebskosten. In [70] wird beschrieben, dass manche Stromhändler bereits verschiedene Angebotsvarianten untersuchen.

Qualitätsklassen und damit verbundene Preise müssen zunächst festgelegt und dem Kunden durch den Netzbetreiber angeboten werden. Die Bestimmung der Prämien und Erstattungen für den Netzbetreiber, die Tarifwahl durch die Kunden sowie die Abschätzung des wirtschaftlichen Risikos für den Netzbetreiber sind bereits Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen, wie z.B. [68], [69], [71]. Basis sämtlicher Schritte ist die Untersuchung der damit verbundenen Kostenrisiken.

Haben die Kunden Qualität und Preis gewählt, wird der Netzbetreiber über damit zusammenhängende Netzinvestitionen im betreffenden Netzgebiet entscheiden und

die Summe von Investitionskosten, Betriebskosten und Erstattungskosten optimieren. Bei diesem Modell sind sowohl Kunde wie auch Netzbetreiber dazu angehalten, eine Risikoabschätzung durchzuführen: Der Kunde muss entscheiden, ob er einen Vertrag über hochwertige Qualität abschließt, und der Netzbetreiber muss die Kosten der netzseitigen Maßnahmen gegenüber dem Risiko von Straf- oder Erstattungskosten optimieren [36].

Soll eine monetäre Bewertung des Risikos vorgenommen werden, ist es notwendig, die Zuverlässigkeitsindizes zu berechnen und sie in Kosten zu transformieren. Da durch Zuverlässigkeitsindizes Unsicherheiten prognostiziert werden, folgen sowohl diese Indizes, als auch die daraus berechneten Kosten mathematischen Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Diese Kostenwahrscheinlichkeiten bilden die Basis für die damit verbundene Risikobewertung [71].

Eine andere Variante der Risikobewertung ist die direkte Anwendung und Bewertung von Planungskriterien aus der Zuverlässigkeitsanalyse. Hierbei müssen Grenzwerte für Zuverlässigkeitskenngrößen festgelegt werden. Diese Definition der Grenzwerte fällt jedoch schwer, da diese Größen mit anderen Planungszielen konkurrieren und bewertet werden müssen. Zudem sind diese Größen mit Unschärfen behaftet, so dass Planungsvarianten nur schwer miteinander vergleichbar sind [72]. In der vorliegenden Arbeit werden Zuverlässigkeitsindizes berechnet und die Erwartungswerte der Defizitenergie minimiert bzw. speziellen Kundenwünschen angepasst.

Derzeit stößt das Thema Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland bei den Kunden aufgrund der hohen Versorgungsqualität nur auf geringes Interesse, diesbezügliche Angebote der Händler werden kaum genutzt. Dies wird sich erst ändern, wenn die Versorgungsqualität sinkt. Dennoch wird in Europa erwartet, dass das Zuverlässigkeitsniveau zunächst stabil bleiben wird [36].

Zuverlässigkeitsanalyse

Eine Zuverlässigkeitsanalyse in der klassischen Form verlangte die sogenannte (n-1)-Sicherheit, d.h. dass bei Ausfall eines Betriebsmittels das Netz ohne Verletzung von Grenzwerten oder Betriebsmittelüberlastungen weiter funktionieren muss, wobei keine Stabilitätsprobleme auftreten dürfen [25], [72]. Die Einhaltung dieses Kriteriums verursacht hohe Kosten [73], [74]. Ein Variantenvergleich beispielsweise für den Einsatz verschiedener Netzelemente oder von Schaltungsvarianten sowie Aussagen bzgl. Häufigkeiten, Dauern und Wahrscheinlichkeiten ist mit dem (n-1)-Kriterium allerdings nicht möglich. Dieses qualitative Kriterium wird im Zuge der Liberalisierung des Energiemarktes unter wachsendem Kostendruck zunehmend durch eine quantitative Erfassung von spezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen des Systems

verdrängt. Hierbei handelt es sich um Erwartungswerte für Defizithäufigkeiten ($E(H_D)$), -dauern ($E(T_D)$) bzw. -energie ($E(W_D)$) oder Wahrscheinlichkeiten ($p_{r,D}$), [25], [72]. Die Zuverlässigkeitskenndaten der Elemente können jahrelang geführten Störstatistiken einzelner Betriebsmittel bzgl. ihres Betriebsverhaltens entnommen werden [46] und für das ganze Netzwerk durch eine Zuverlässigkeitsanalyse gewonnen werden, indem sie mit den betreffenden Netzdaten entsprechend der Netzstrukturen verrechnet werden, vgl. Abbildung 3.8.

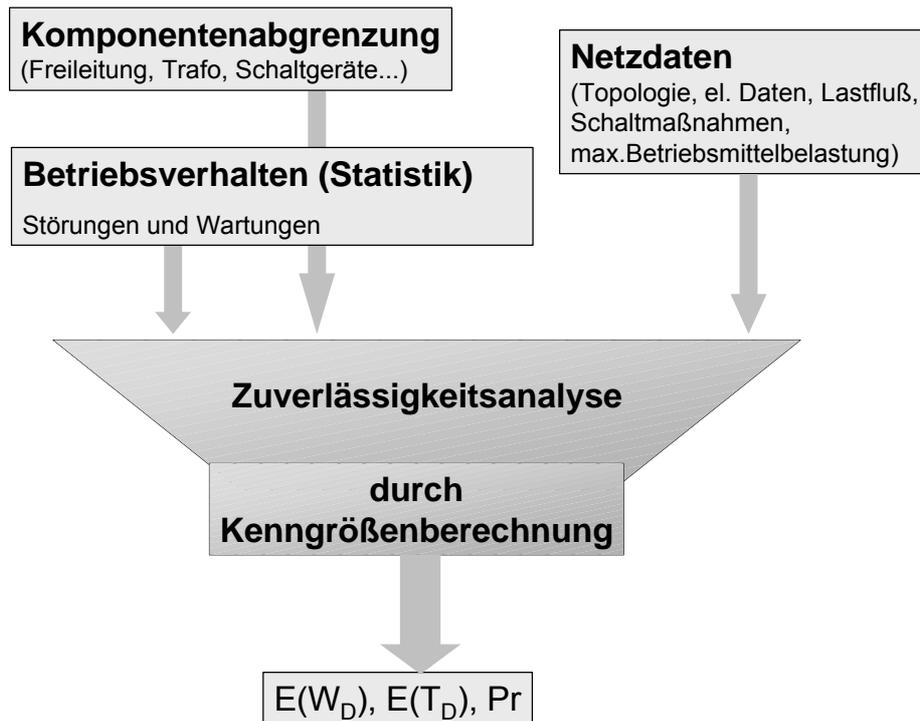


Abbildung 3.8: Zuverlässigkeitskenngrößenberechnung

Eine Zuverlässigkeitsanalyse gibt Auskunft über Schwachstellen des Netzes, die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen, den Nutzen von Instandhaltungs- bzw. Wiederversorgungsstrategien, oder auch die Zuverlässigkeit von Ausbauvarianten [75].

Die allgemeine Idee der Zuverlässigkeitsanalyse ist die Bestimmung der Zuverlässigkeitsindizes. Diese können aus verschiedenen Berechnungsverfahren gewonnen werden. Unter Verwendung von Ausfallstatistiken mit Kennzahlen für die einzelnen Betriebsmittel [46] wird eine Menge von Ausfallszenarien generiert. Aus diesen Szenarien können dann die o.g. Indizes abgeleitet werden, die den Betrieb des Systems kennzeichnen und zumeist Versorgungsunterbrechungen beschreiben.

Berechnungsverfahren

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen zwei Berechnungsverfahren der Netzzuverlässigkeitskenngrößen [72], [25], vgl. Abbildung 3.9. Hier sind zum einen analytische Verfahren wie Netzwerkanalyse und verschiedene Zustandsraumverfahren und zum anderen Simulationsverfahren zu nennen. Letztere bieten den Vorteil genauerer Ergebnisse, jedoch auf Kosten höherer Rechenzeiten, wohingegen erstere aufgrund vereinfachender Voraussetzungen in kürzerer Rechenzeit meist ausreichend genaue Ergebnisse liefern.

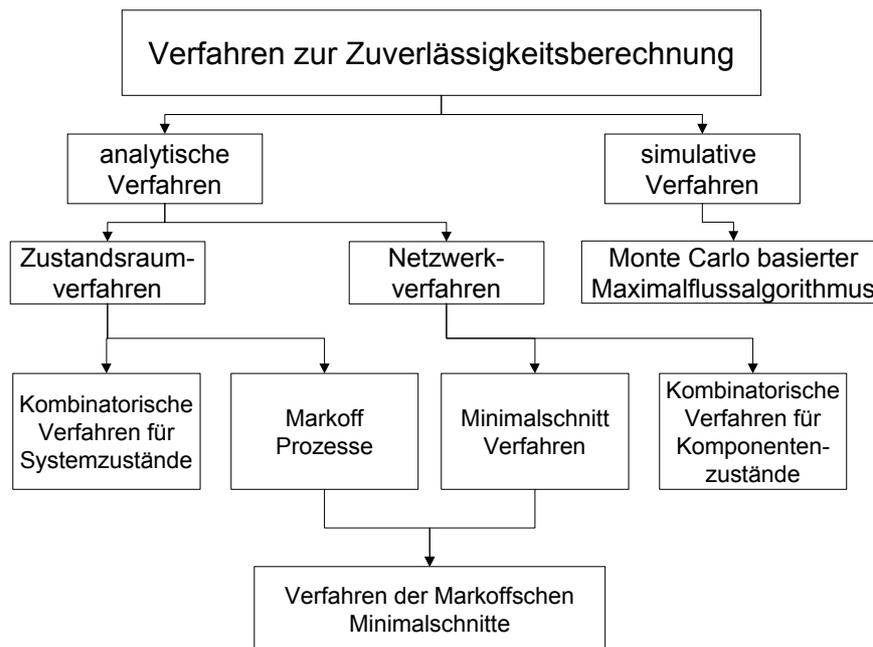


Abbildung 3.9: Verfahren zur Zuverlässigkeitskenngrößenberechnung⁴

Bei den analytischen Verfahren geschieht die Fehlereffektanalyse durch eine kombinatorische Zusammensetzung der Systemzustände aus den einzelnen Komponentenzuständen. Für alle defizitär ermittelten Systemzustände wird ein stochastischer Prozess nachgebildet. Dies geschieht entweder zweistufig (Betriebswahrscheinlichkeit, Netzwerkanalyse) oder komplex mit Übergangsraten (Markoff-Verfahren). Die so ermittelten Wahrscheinlichkeiten werden über alle Defizitzustände aufsummiert [25].

Beim simulativen Verfahren geschieht die Fehlereffektanalyse durch Zusammensetzen von Systemzuständen aus Ziehungen der Komponentenzustände und Prüfung auf einen Fehlzustand des Systems. Der Quotient aus Ausfällen und Anzahl der Zustände liefert eine Abschätzung der Defizitwahrscheinlichkeit [25].

⁴ Quelle: nach [102]

Sollen dezentrale Einspeiser eingebunden werden, so ist eine quantitative Zuverlässigkeitsanalyse aufgrund der stochastischen Verfügbarkeit der Primärenergie bzw. ihrer Betriebsweise sinnvoll. Diese dezentralen Quellen könnten nach einem Fehlerfall bzgl. der Wiederversorgung eines Netzes von erheblicher Bedeutung sein. Aus diesem Grund ist ihre möglichst genaue Nachbildung empfehlenswert. Erzeugungseinheiten sind bezüglich der Zuverlässigkeitsanalyse dadurch charakterisiert, dass es viele Betriebszustände zwischen den Zuständen „in Betrieb“ und „außer Betrieb“ gibt, deren Wahrscheinlichkeiten aus Jahresleistungsdauerlinien zu entnehmen sind. Für Erzeugungseinheiten gibt es somit erheblich mehr zu betrachtende Zustände als für Netzbetriebsmittel [36]. Bei Anwendung von analytischen Verfahren würde die Anzahl der zu untersuchenden relevanten Ausfallkombinationen erheblich erhöht werden.

Aus diesem Grunde wird im Rahmen der Arbeit ein simulatives Verfahren gewählt, welches in einer Software (ZUSI) realisiert wurde [76].

In der entwickelten Software wurden Last- und Erzeugungskurven anstelle der beiden genannten Zustände verwendet. Die Zuverlässigkeit wird mit einer Monte-Carlo-basierten Methode berechnet, wobei der Betriebszustand der Betriebsmittel randomisiert wird auf Basis statistischer Studien, welche die Charakteristika der Betriebsmittel betreffen [46]. Danach wird der Erwartungswert der Defizitenergie mit einem Maximalflussalgorithmus gemäß Edmonds und Karp berechnet [77]. Diese Simulationsmethode bildet das Übertragungsverhalten der einzelnen Betriebselemente ausreichend genau nach; beispielsweise mit kombinatorischer Methode würde ein unverhältnismäßig großer Rechenaufwand entstehen.

Zunächst wird das Netz bei dem simulativen Ansatz in seiner Übertragungstopologie modelliert [77]. Es erfolgt eine Aufteilung nach Einspeisungen, Verbindungselementen und Lasten. In der Kategorie Einspeisungen können aufgrund verschiedener Leistungsgangcharakteristika unterschiedliche Typen klassifiziert werden. Jedem Einspeiser können seine eigene Ganglinie und seine Zuverlässigkeitsdaten zugeordnet werden.

Als Verbindungselemente werden Leitungen, Schalter, Transformatoren, Sammelschienen und Reihenimpedanzen betrachtet. Sie sind durch ihre Zuverlässigkeitskenngrößen und durch ihre thermische Übertragungsfähigkeit bestimmt. Die Lasten werden durch das Profil ihrer Leistungsanforderung charakterisiert, das ebenfalls in Form von Ganglinien festgelegt ist.

Mit Hilfe von Zufallszahlen werden die Ausfälle der einzelnen Verbindungselemente und Einspeisungen entsprechend ihrer Ausfallraten λ generiert. Es kann vorausgesetzt werden, dass die Betriebs- und Außer-Betriebs-Dauern der Elemente

in guter Näherung exponentialverteilt sind [25]. Deshalb kann man der Ziehung der Ausfälle entsprechend Abbildung 3.10 gleichverteilte Zufallszahlen zugrunde legen. Für jedes ausfallbehaftete Netzelement k wird eine solche Zahl zwischen Null und Eins erzeugt. Ist sie kleiner als die Ereignisschwelle x_A bzw. x_B , so erfolgt ein Zustandsübergang des betreffenden Elementes. Der Schwellwert ist das Produkt aus der Ausfallrate λ bzw. Instandsetzungsrate μ und dem Simulationszeitraum Δt_s , auf den diese bezogen ist.

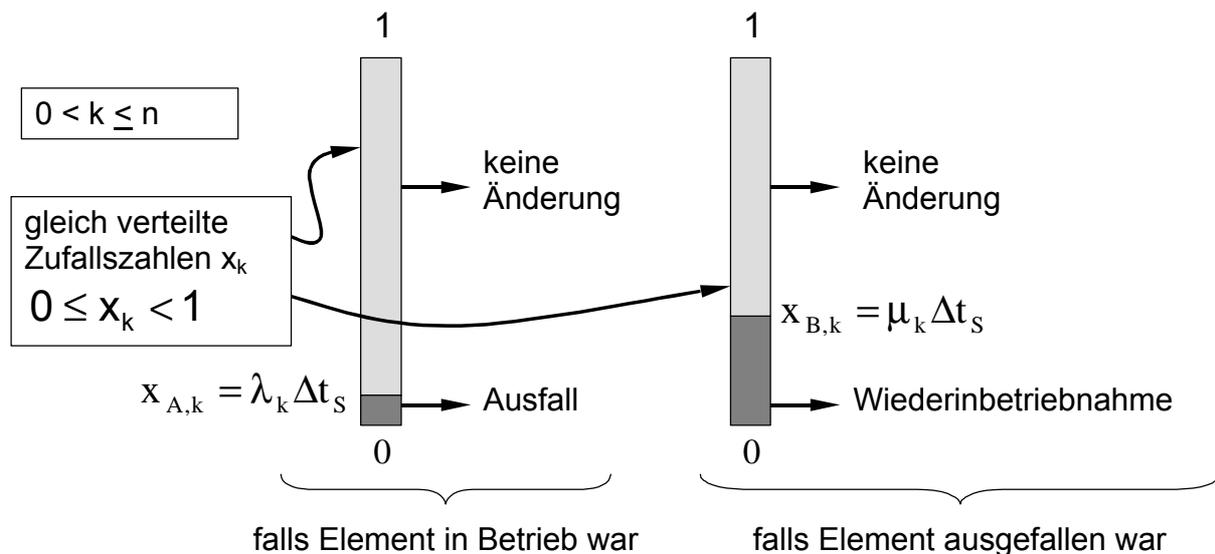


Abbildung 3.10: Mechanismus der Generierung von Ausfall und Wiederinbetriebnahme

Ein ausgefallenes Verbindungselement hat die Übertragungsfähigkeit Null, eine ausgefallene Einspeisung liefert die Leistung Null. Während der Zeitdauer jedes Ausfalls wird auf das Netz in jedem Simulationsschritt ein Lastverteilungs- und Zustandsanalyse-Algorithmus angewendet und die Defizitdaten der betroffenen Knoten in einer Statistik abgelegt. Aus der so entstandenen Stichprobe über einen hinreichend langen Zeitraum werden später die Zuverlässigkeitsdaten der Lastknoten geschätzt und ihre Verteilungen ermittelt, vgl. Abbildung 3.11.

Realisierung einer Zuverlässigkeits-Simulationssoftware

Die beschriebenen Algorithmen wurden innerhalb einer Simulationssoftware ZUSI umgesetzt. Dort werden die Netzlisteninformationen aus einer Lastflussberechnungssoftware übernommen und um die dazugehörigen Zuverlässigkeitskenndaten ergänzt. Diese lassen sich mit Hilfe des Zuverlässigkeitseditors bearbeiten, der integraler Bestandteil von ZUSI ist.

Weiterhin enthält das Programm einen Ganglinieneditor für die Lastprofile von Erzeugern und Verbrauchern. Dieser ermöglicht die Eingabe der Charakteristika verschiedener Typen von Lastprofilen, z.B. für Photovoltaik, Windkraftanlagen, Privathaushalte, Industriebetriebe etc.. Die Ganglinien können sowohl synthetisch erzeugt, manuell eingegeben oder aus vorliegenden Messdatensätzen realer Anlagen entnommen werden.

Die grafische Ausgabe ermöglicht die Anzeige und den Vergleich folgender Zuverlässigkeitskenngrößen unter verschiedenen netztopologischen Parameterkonstellationen:

- Erwartungswert der Defizitenergie $E(W_D)$;
- Erwartungswert der Defizithäufigkeit $E(H_D)$;
- Erwartungswert der Defizitdauer $E(T_D)$;
- Defizitwahrscheinlichkeit $p_{r,D}$.

Die Häufigkeitsverteilungen lassen sich ebenfalls mit diesem Werkzeug analysieren.

Da die Daten der Statistik als Matrixvariable gespeichert werden und frei zur Verfügung stehen, lassen sich leicht Erweiterungen des Programms oder seine Einbindung in übergeordnete Programmsysteme realisieren.

Bestimmung der Zuverlässigkeitskenndaten des Systems

Als Kriterium für die Zuverlässigkeit elektrischer Energienetze wird der empirisch ermittelte Erwartungswert des Energiedefizits, d.h. die Differenz zwischen Energiebedarf und tatsächlich gelieferter Energie für ein Jahr durch die beschriebene Simulationsmethode bestimmt und für weitere Berechnungen innerhalb der multikriteriellen Optimierung verwendet. Es wird vorausgesetzt, dass das Netz im fehlerfreien Zustand die benötigte Energie übertragen kann. Das Energiedefizit entsteht somit durch Ausfälle der einzelnen Netzelemente. Der Ablauf der Bestimmung von Zuverlässigkeitskenndaten ist in Abbildung 3.11 dargestellt.

Es wird zunächst über ein Jahr simuliert. Diese Simulation besteht aus einer Anzahl n von Simulationsschritten, die einzelne äquidistante Zeitpunkte darstellen. Für jedes ausfallbehaftete Netzelement werden jeweils die Werte für die mittlere Ausfallhäufigkeit h (mittlere Anzahl der Ausfälle pro Jahr) und die mittlere Ausfalldauer d aus einer Stördatenstatistik entnommen und als Eingangswerte eingegeben. Ist die Schrittweite Δt geeignet (hinreichend klein) gewählt, lassen sich die Ausfallwahrscheinlichkeiten p_{rA} und die Reparaturwahrscheinlichkeiten p_{rB}

näherungsweise berechnen: $p_{rA} = \frac{h}{n}$, $p_{rB} = \frac{\Delta t}{d}$.

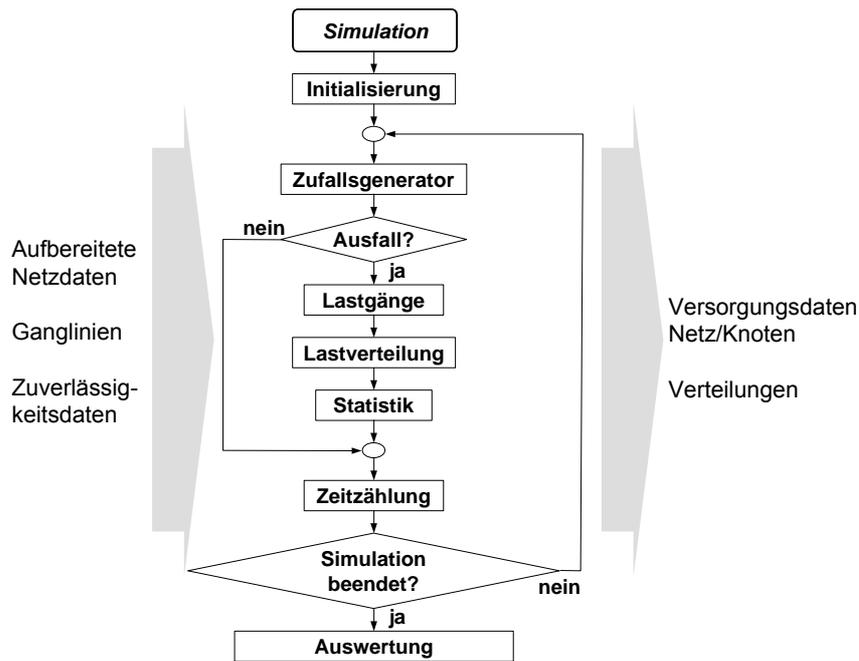


Abbildung 3.11: Simulationsmethode innerhalb von ZUSI

Dabei ist p_{rA} die Wahrscheinlichkeit, dass, falls das Netzelement in Betrieb ist, es innerhalb der Zeit Δt ausfällt; p_{rB} ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Netzelement, falls es ausgefallen ist, innerhalb der Zeit Δt wieder in Betrieb genommen wird. In jedem Simulationsschritt werden nun für alle ausfallbehafteten Netzelemente gleichverteilte Zufallszahlen x_k erzeugt, $0 \leq x_k \leq 1$. Wenn das Netzelement in Betrieb ist, fällt es aus, falls $x_k < p_{rA}$; wenn es bereits ausgefallen ist, wird es in Betrieb genommen, falls $x_k < p_{rB}$. Dieses Simulationsprinzip entspricht dem Prinzip der Monte-Carlo-Methode, mit der das Integral einer Funktion näherungsweise bestimmt werden kann.

Verteilung der Lasten

Für die Berechnung des maximalen Energieflusses zur Bestimmung der Zuverlässigkeitskenngrößen in elektrischen Energienetzen werden die Sammelschienen sowie Energieeinspeiser und -abnehmer als Knoten eines Graphen modelliert. Leitungen und Transformatoren werden als Bögen bzw. Verbindungselemente modelliert. Die Bogenkapazitäten sind dabei jeweils die oberen Grenzen der Übertragungsfähigkeit an elektrischer Leistung für die einzelnen Betriebsmittel. Da die elektrische Energie in beide Richtungen übertragen werden kann, wird jedes Verbindungselement durch je zwei Bögen repräsentiert. Um zu berücksichtigen, dass es mehrere Einspeiser geben kann, wird ein zusätzlicher Knoten als Quelle eingeführt, der durch Bögen mit allen Einspeiserknoten verbunden wird. Gleiches gilt analog für die Senke in Bezug auf die Energieabnehmer.

In ZUSI wird der in Abbildung 3.12 dargestellte Maximalflussalgorithmus verwendet.

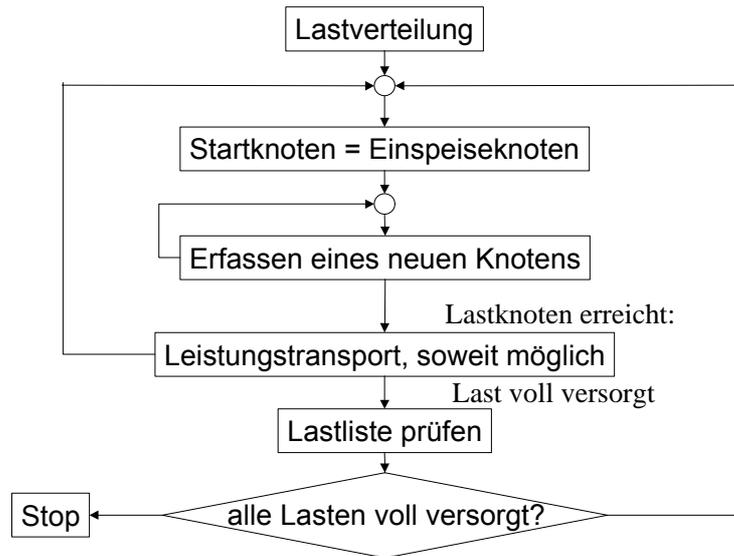


Abbildung 3.12: Maximalflussalgorithmus

Von einem Einspeiseknoten ausgehend, wird ein Baum entwickelt, bis das Programm auf einen Lastknoten trifft. Über den markierten Pfad wird dieser Knoten aus dem behandelten Einspeiseknoten soweit mit Leistung versorgt, wie es die Ganglinie der Einspeisung und die noch freie Übertragungskapazität der schwächsten Verbindung im Pfad zulassen. Den Verbindungselementen sind hierbei jeweils Vorwärts- und Rückwärtskapazitäten zugewiesen. Bei Übertragung von Knoten i nach Knoten j wird die freie Kapazität des Elementes (ij) in Vorwärtsrichtung, P_{ij} , um den zu transportierenden Betrag vermindert, diejenige in Rückwärtsrichtung, P_{ji} , um den entsprechenden Wert erhöht. Die verbleibende Leistungsforderung des versorgten Lastknotens vermindert sich um den übertragenen Wert. Danach wird die Baumentwicklung von einem neuen Einspeiseknoten aus erneut begonnen, bis alle Speiseknoten erfasst sind oder die Last vollständig versorgt ist [77]. Der gesamte Ablauf wird solange wiederholt, bis alle Lastknoten vollständig versorgt sind. Der Algorithmus wird abgebrochen, wenn es keinen Weg mehr vom letzten Einspeise- zu einem Lastknoten gibt. In diesem Verfahren ist die Netz-Zustandsanalyse enthalten, da die Versorgungslage aller Lastknoten bei Beendigung oder Abbruch bekannt ist.

Bei der Simulation berechnet der Algorithmus für einen Simulationsschritt einen für das Netz maximalen Energiefluss in Abhängigkeit vom Zustand der einzelnen Netzelemente. Es ist zu beachten, dass ein Energieabnehmer, der nicht vollständig mit Energie versorgt werden kann, von der Energieversorgung ausgenommen wird. Durch den Maximalfluss-Algorithmus allein wird somit nicht berücksichtigt, dass ein

Abnehmer zu nur einem Teil seines Bedarfs mit Energie versorgt wird. Für jeden Abnehmer gibt es jeweils die beiden Möglichkeiten „vollständig mit Energie versorgt“ oder „abgeschaltet“. Um unter diesen Voraussetzungen den möglichen Energiefluss des Netzes zu maximieren, ist von allen zulässigen Lösungen diejenige gesucht, bei der am meisten Energie übertragen wird. Das heißt, es sind die im Bedarfsfall abzuschaltenden Energieabnehmer so auszuwählen, dass die Summe des Energiebedarfs der restlichen Abnehmer, die voll vom Netz versorgt werden, maximal ist. Daher wird der Flussalgorithmus in ZUSI gegebenenfalls mehrmals – jeweils für die einzelnen Abnehmerkombinationen – durchlaufen, bis die optimale zulässige Lösung gefunden ist.

Die Defizitenergie ergibt sich für den einzelnen Simulationsschritt als Differenz aus gesamtem Energiebedarf und gelieferter Energie. Durch Summenbildung über alle Simulationsschritte erhält man dann die Defizitenergie des gesamten Jahres. Der Mittelwert aller einzelnen Jahressimulationen spiegelt den Erwartungswert für die mittlere Defizitenergie des Netzes wider, der dann als Bewertungskriterium für die Netzzuverlässigkeit des Netzes verwendet werden kann.

Üblicherweise werden die Zuverlässigkeitskenngrößen auf den Zeitraum eines Jahres bezogen, weshalb es sinnvoll ist, die Simulation über ganzzahlige Vielfache eines Jahres zu erstrecken. Da die Ausfälle der Netzelemente durch Zufallszahlen erzeugt werden, ist auch die Defizitenergie über verschiedene Zeiträume nicht konstant. Insofern sollte die Anzahl der einzelnen Jahressimulationen entsprechend hoch gewählt werden.

3.5.2 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit war bisher das Haupt-Planungskriterium und spielt auch weiterhin unter den veränderten Marktbedingungen eine tragende Rolle. Wesentliche Aufgabe der Netzplanung ist die Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit einer gewählten Gesamtlösung. Zumeist ist es Ziel, eine Vergleichsbetrachtung anzustellen und aus mehreren betrachteten Lösungsvarianten die wirtschaftlichste auszuwählen. Wirtschaftlichkeit bedeutet, dass:

- jeweils nur soviel investiert wird, wie für die Lösung der gestellten Aufgabe sinnvoll und notwendig ist;
- zum Planungszeitpunkt nicht notwendige Vorinvestitionen zu vermeiden sind;
- die späteren Betriebskosten vollständig berücksichtigt werden [49].

Es gibt verschiedene Methoden der Wirtschaftlichkeitsbeurteilung, die sich in die Gruppen der statischen und dynamischen Verfahren unterteilen lassen.

Eine Übersicht der Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist in Abbildung 3.13 dargestellt.

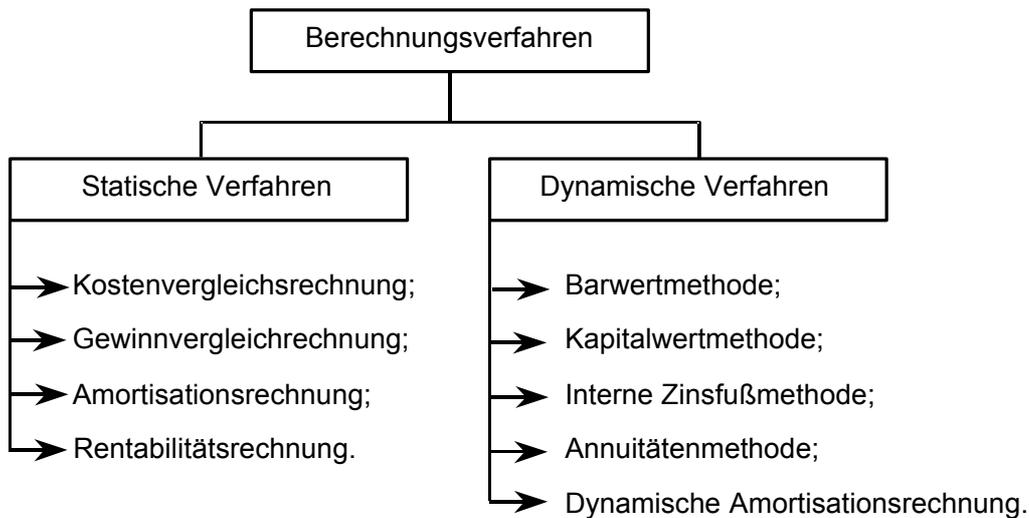


Abbildung 3.13: Berechnungsverfahren für Wirtschaftlichkeit

Der Hauptunterschied zwischen den dynamischen und statischen Verfahren besteht darin, dass dynamische Verfahren im Gegensatz zu statischen Verfahren zeitliche Unterschiede im Anfall der Ausgaben und Einnahmen einer Investition während der gesamten Nutzungsdauer berücksichtigen. Einige der dynamischen Methoden sind den statischen Methoden ähnlich, berücksichtigen jedoch zusätzlich den Zeitfaktor. Statische Verfahren werden im Allgemeinen in der Netzplanung nicht angewandt.

Die Barwertmethode stellt ein Analogon zu der Kostenvergleichsrechnung dar. Ausgaben, die während der Nutzungsdauer einer Investition auftreten, werden abgezinst auf einen Bezugszeitpunkt aufsummiert und verglichen. Diese Methode hat sich in der Netzplanung durchgesetzt und wird auch in dieser Arbeit in modifizierter Form angewendet.

Die Kapitalwertmethode ist der Gewinnvergleichsrechnung ähnlich. Bei dieser Methode werden die Einnahmen und Ausgaben einer Investition abgezinst auf einen Bezugszeitpunkt verglichen. Mit der Annuitätsmethode werden durchschnittliche jährliche Nettoeinnahmen einer Investition durch Umrechnung des Kapital- bzw. Barwertes in eine gleichmäßige jährliche Zahlungsreihe (Annuitäten) verglichen. Die interne Zinsfußmethode ist der Rentabilitätsrechnung ähnlich. Die Rentabilität wird durch den internen Zinsfuß gekennzeichnet, der sich bei einem vorgegebenen Kapitalwert von 0 ergibt. Die dynamische Amortisationsrechnung ermittelt den Zeitraum, in dem das eingesetzte Kapital wiedergewonnen wird, wobei eine Verzinsung nach dem kalkulatorischen Zinssatz erfolgt.

Laut VDEW werden anfallende Kosten in Kapital-, Betriebs- und sonstige Kosten [78] gegliedert. Kapitalkosten setzen sich aus Abschreibungen und Zinsen zusammen. Für die Errichtung einer Anlage ist ein Kapitaleinsatz K^I notwendig. Er beinhaltet sowohl direkte Aufwendungen, als auch indirekte Kosten wie z.B. Planungskosten. Durch die Investition wird der Kapitaleinsatz K^I in Anlagevermögen umgesetzt, welches durch Verschleiß sowie technischen Fortschritt an Wert verliert. Nach einer bestimmten Nutzungsdauer T_n sinkt der Wert der Anlage auf ihren Restwert, der in der elektrischen Energietechnik jedoch oft nicht berücksichtigt wird. Nach der Nutzungsdauer wird die Anlage bzw. das zugehörige Investitionskapital als abgeschrieben betrachtet. Die Höhe des pro Jahr abgeschrieben Kapitalkostens bei einer linearen Wertverminderung und Vernachlässigung des Restwertes beträgt (3-19):

$$K_{\text{Abschr}} = \frac{K^I}{T_n} \quad [\text{€}] \quad (3-19)$$

mit T_n – Nutzungsdauer.

Die Nutzungsdauer ist steuerrechtlichen Quellen zu entnehmen:

| Betriebsmittel | Nutzungsdauer in Jahren |
|--------------------------|-------------------------|
| Freileitungen: | |
| Hoch- und Höchstspannung | 35 |
| Mittelspannung | 30 |
| Niederspannung | 25 |
| Kabel: | |
| Hoch- und Mittelspannung | 35 |
| Niederspannung | 25 |
| Transformatoren | 20 |
| Kondensatoren | 20 |

Tabelle 3.1: Gesetzlich festgelegte Nutzungsdauern T_n gemäß AfA-Tabelle⁵

Bei den Betriebskosten wird zwischen betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten unterschieden. Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen die Bedienungs- bzw. die Personal-, Wartungs- und Überwachungskosten sowie die Schadensversicherungen. Die jährliche Höhe von betriebsgebundenen Kosten wird durch die Bemessungsleistung und damit die Höhe des Kapitaleinsatzes K^I für die Anlagen bestimmt. Gemäß [78] lässt sich die Summe dieser jährlichen Kosten mit Gleichung (3-20) bestimmen.

⁵ Quelle: [78]

$$K_{P,b} = c_{P,b}(K^I) \cdot K^I \quad [€] \quad (3-20)$$

Die Größe $c_{P,b}$ liegt meist bei 0,5...1 % des Kapitaleinsatzes.

Neben den betriebsgebundenen Kosten fallen auch sonstige Kosten an, zu denen diejenigen Komponenten zählen, die bei den bisherigen beiden Kostenarten nicht berücksichtigt wurden, wie z.B. Steuern, weitere Versicherungen und Instandhaltungskosten. Meist sind sie gemäß Gleichung (3-21) dem Kapitaleinsatz direkt proportional:

$$K_{P,sonst} = c_{P,sonst}(K^I) \cdot K^I \quad [€] \quad (3-21)$$

Der Faktor $c_{P,sonst}$ liegt üblicherweise im Bereich 0,5...3 %.

Die Wirtschaftlichkeit wird schließlich mit einer üblichen Wirtschaftlichkeitsberechnung unter Anwendung der Barwertmethode (3-22) nachgebildet.

$$K(0)_{ges} = \sum_{i=1}^m K_i^I \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-i} + \sum_{k=1}^n K_k^B \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-k} \quad [€] \quad (3-22)$$

Hier entsprechen die Kosten zum Bezugszeitpunkt $t=0$ $K(0)_{ges}$ der Summe aus den Investitionskosten K_i^I und den Betriebskosten K_k^B , die in der Planungsperiode gezahlt werden müssen. In den Betriebskosten sind die sonstigen Kosten enthalten. Diese werden mit dem Zinsfaktor q auf den Bezugszeitpunkt abgezinst, der sich aus dem kalkulatorischen Zinssatz p ergibt zu $q = 1+p/100$. Der so definierte Barwert gibt den Wert an, der zum Startzeitpunkt vorhanden sein muss, um alle in der Zukunft anfallenden Kosten zu decken. Insofern ist i die Zeit in Jahren bis zur Inbetriebnahme, k sind die Betriebsjahre. Das Ergebnis sind jeweils die Barwerte unterschiedlicher Investitionen und unterschiedlicher zeitlicher Abläufe, die miteinander verglichen werden können. Im Allgemeinen wird gegenwärtig mit einem kalkulatorischen Zinssatz von $p=7 - 8$ % gerechnet. Die Investitionskosten können anhand von [79] ermittelt werden.

Da Betriebskosten von Lebensdauern, Reparaturhäufigkeiten bzw. Servicekosten abhängig sind, können Anlagen mit unterschiedlicher Nutzungsdauer mit der Barwertmethode nicht ohne Berücksichtigung von Nebenbedingungen verglichen werden.

Eine Nebenbedingung ist die Existenz von einheitlichen Zinssätzen. Im Modell gibt es einen Zinssatz für Habenzinsen, sowie einen Zinssatz für Sollzinsen. Diese Anpassung der Barwertmethode führt zu Investitionsplänen und Kapitalwerten, die im Ergebnis auf den Barwert zurückgeführt werden können. Eine weitere Bedingung ist, dass die Lebensdauer Teiler der Investitionsdauer sein muss, damit die

Nutzungsdauer durch wiederholte Investition genauer dargestellt werden kann. Als Betrachtungszeitraum wurde im Modell für alle Varianten ein Zeitraum von 40 Jahren angenommen: Ist die Lebensdauer eines Betriebsmittels z.B. gemäß Tabelle 3.1 kürzer, so wurde dies zum entsprechenden Zeitpunkt erneut angeschafft bzw. partiell erneuert. Durch die Betrachtung von Teilinvestitionen bzw. die Betrachtung von Restwerten werden die Daten so angepasst, dass die genannten Nebenbedingungen erfüllt sind. Die berechneten Barwerte verschiedener Alternativen sind bei Erfüllung der Nebenbedingungen miteinander vergleichbar.

Es gibt auch die Möglichkeit, die Barwerte der anfallenden Verlustkosten mit in die Betrachtung einzubeziehen [80]. Hiervon wurde jedoch Abstand genommen, da die Umrechnung von Verlusten in die Einheit „Geld“ Unsicherheiten bezüglich der Genauigkeit bzw. Objektivität beinhaltet. Die Verluste sind im spieltheoretischen Modell beim Kriterium Betriebsqualität bzw. Realisierbarkeit direkt berücksichtigt.

In der Netzplanung wurde bisher im Allgemeinen davon ausgegangen, dass die Menge der verkauften elektrischen Energie unabhängig vom Aufbau des Versorgungsnetzes ist, insofern wurden die Einnahmen bei verschiedenen Netzaufbauvarianten als gleich groß angenommen und blieben bei vergleichenden Untersuchungen unberücksichtigt.

Für die vorliegenden Untersuchungen ist die Barwertmethode in der Hinsicht abgewandelt worden, dass Einnahmen im Modell als negative Kosten betrachtet werden und somit berücksichtigt werden können, da unterschiedliche Ausbauvarianten in einigen Fällen zu unterschiedlichen Einnahmen führen können. Dies betrifft Einnahmen aus Stromverkäufen aus dezentralen Einspeisungen aber auch die Einsparung von Betriebskosten nach Abriss von Betriebsmitteln (Überkapazitäten), wie er nach der Liberalisierung durchaus vorgesehen ist. Eine monetäre Bewertung von Investitionen in reine Netzbetriebsmittel, die in der Folge zu Einnahmen führen wird weiterhin nicht betrachtet. Diese Größe wird durch die anderen Planungskriterien repräsentiert, wie z.B. die Zuverlässigkeit. In [69] wurde versucht, Versorgungsausfälle durch Straf- oder Ausgleichszahlungen monetär zu bewerten, wobei die Bestimmung der Höhe der Kosten bzw. Zahlungen kein triviales Problem darstellt.

Das angewandte Modell geht von einem festen Budget aus, welches zum Bau der Netzelemente verwendet werden kann. Diese Methodik entspricht der gegenwärtigen Planungspraxis in Energieversorgungsunternehmen, die davon ausgeht, dass 6 - 8 % des Geschäftsergebnisses reinvestiert werden können. Dieses Budget ist als Planungsziel gedacht, muss aber nicht ausgeschöpft werden. Damit werden die Überschüsse am Finanzmarkt verzinst. Durch Kreditaufnahme sind weitere Investitionen möglich. Der Kreditrahmen kann durch das Kriterium der

Realisierbarkeit beschränkt werden. Die Kosten werden jeweils vom Budget abgezogen und der Restbetrag wird verzinst, je nach Kontostand mit Haben- oder Sollzinssatz. Im Modell wird der Investitionsplan bzw. die Budgetplanung für eine Laufzeit von 40 Jahren dargestellt. Sowohl die Zinssätze als auch das Anfangsbudget sind variabel. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde mit einer fallenden S-Kurven-Funktion als Nutzenfunktion transformiert.

3.5.3 Betriebsqualität

Das Kriterium Betriebsqualität gehört zu den Kriterien, deren Modellierung umfangreiche Berechnungen voraussetzt. Es wurde einerseits als parametrisches Kriterium anhand von Lastflussberechnungen mit der Software NETOMAC [81] nachgebildet. In die spieltheoretischen Algorithmen gingen jeweils die dort berechneten Verlustwerte als Repräsentanten dieses Kriteriums ein. Nutzenfunktion war erneut eine fallende S-Kurven-Funktion.

Es gab andererseits Untersuchungen, in denen dieses Kriterium als nicht-parametrisches Kriterium nachgebildet wurde [82], was jedoch komplizierter ist. Hier liegt der Schwerpunkt darauf, abzubilden, dass die Betriebsqualität durch die Verwendung bestimmter Betriebsmittel verbessert werden kann. Beispielsweise ist die Verwendung eines Schalters einerseits zwar teurer als diejenige eines Trenners und einer Sicherung, andererseits ist dieser jedoch sehr vorteilhaft für den Netzbetrieb. Auch Fernsteuersysteme verbessern die Betriebsqualität. In diesem Fall ist gemäß [82] als Nutzenfunktion eine Asymptote sinnvoll.

Grundsätzlich werden die Anforderungen an die Spannungsqualität in verschiedenen Vorschriftenwerken, wie der EN 50160, den VDE-Normen oder den Anschlussbedingungen für Erzeuger [37], [38] spezifiziert. Festgelegt sind dort einzuhaltende Spannungsbänder, Frequenzen, thermische Grenzströme etc. .

Entsprechend der EN 50160 [83] sind Merkmale für Spannungsqualität in Niederspannungsnetzen z.B.

- langsame Spannungsänderungen $230\text{ V} \pm 10\%$;
- Langzeit-Flicker $P_{lt} \leq 1$;
- Spannungseinbrüche ($\leq 1\text{ min}$) 10, ..., 1000 p.a.;
- kurze Versorgungsunterbrechungen ($\leq 3\text{ min}$) 10, ..., 100 p.a.;
- zufällige lange Versorgungsunterbrechungen ($>3\text{ min}$) 10, ..., 50 p.a..

Allgemein gilt, dass Verluste zu minimieren sind und Grenzwerte einzuhalten sind, wie dies bereits in den Gleichungen (3-5) dargestellt wurde.

Die Anschlussfähigkeit von dezentralen Erzeugern bemisst sich zumeist anhand der Netzkapazität. Diese setzt sich aus verschiedenen Kriterien zusammen wie z.B.:

- der Spannungsreserve gemäß DIN IEC 038 an den einzelnen Anschlusspunkten im Netz abhängig von Einspeisung und Last;
- der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel;
- der verfügbaren Kurzschlussleistung, die eine Aussage über mögliche Netzurückwirkungen zulässt.

Gleichzeitig darf die von den Eigenerzeugungsanlagen verursachte Spannungsanhebung gegenüber der Spannung ohne Einspeisung 3 % im NS-Netz bzw. 2 % im MS-Netz nicht überschreiten.

Elektrische Betriebsmittel haben gemäß DIN VDE 103 eine ausreichende thermische Kurzschlussfestigkeit, wenn die Bedingung erfüllt ist, dass der thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} unter dem Bemessungs-Kurzzeitstrom $I_{th,r}$ liegt (3-23):

$$I_{th} \leq I_{th,r} \quad (3-23)$$

Der gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} berechnet sich über:

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m+n} \quad (3-24)$$

wobei die Faktoren m und n der Norm entnommen werden können. Sie bezeichnen die Wärmeanteile, die durch die Gleich- bzw. Wechselstromkomponente des Kurzschlussstromes erzeugt werden.

Folgende Größen werden in der Arbeit berechnet:

- Verluste;
- Spannungsqualität;
- thermische Stabilität;
- Betriebsmittelauslastung.

3.5.4 Realisierbarkeit

Es ist sicher zu stellen, dass die Lasten versorgt werden, die Betriebsmittel nicht überlastet werden und für mögliche Kurzschlussströme und -kräfte ausreichend dimensioniert sind, die Isolierungen den erwarteten Spannungen standhalten. Kurzzeitige Überlastungen sollen von den Betriebsmitteln ausgehalten werden. Eine einfache Betriebsführung ist meist gewünscht, die Betriebsmittel sollten wartungsarm und instandhaltungsfreundlich sein. Gesetze und Vorschriften sind einzuhalten, die Lösung muss systemverträglich sein.

Diese und andere Anforderungen sind unbedingt zu erfüllen, ansonsten kommt die entsprechende Strategie nicht in Frage. Dieses Kriterium wurde somit nach seiner Berechnung anhand einer Lastflussberechnung und Überprüfung der Einhaltung o.g. Bedingungen mit einer gestuften Sprungfunktion als Nutzenfunktion nachgebildet. Die Stufung ermöglicht eine Unterscheidung zwischen nicht realisierbar, partiell realisierbar und realisierbar, vgl. Kapitel 3.4. Dieses Kriterium ist nicht parametrisch.

Die Grenzen sind gegeben durch

- das verfügbare Budget bzw. eine festzulegende Kreditlinie;
- Kundenanforderungen (z.B. bzgl. Zuverlässigkeit);
- Spannungsstabilität (Einhalten eines Spannungsbandes);
- Versorgung der Lasten
- therm. Grenzen der Betriebsmittel.

4 Einfluss der Energiemarkteigenschaften auf die Netzplanung

Im Jahr 1997 trat die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (96/92/EG) der EU mit einer Frist von 2 Jahren zur Umsetzung in nationales Recht in Kraft. Diese Richtlinie stellt Mindestanforderungen an nationale Gesetze und setzt in den Bereichen der Energieversorgung an, die wettbewerblich organisiert werden können. In Deutschland trat am 29. April 1998 die Energierechtsnovelle in Kraft, welche die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Liberalisierung in Deutschland schafft [83].

Die Liberalisierung des Energiemarktes hat zu einigen Konsequenzen bezüglich der Organisation der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und zum anderen bezüglich der technischen Ausstattung von Energieversorgungssystemen. Die Energieerzeugung, der Energietransport, die Energieverteilung und die Energievermarktung müssen sich bilanziell getrennt dem Wettbewerb stellen [84], [85].

Vor der Liberalisierung besaßen die einzelnen EVU Gebietsmonopole, der Kunde konnte nur von dem in seiner Region ansässigen EVU Energie beziehen. Somit waren die Einnahmen der EVU über einen weiten Horizont hinweg kalkulierbar und Investitionsrisiken waren leichter zu überschauen. In einer solchen Planungsumgebung war die Versorgungssicherheit eines der wichtigsten Ziele, das bei der Energieverteilung angestrebt wurde.

Ein liberalisierter Markt begünstigt den Anbieter, der sein Produkt in hoher Qualität zu einem niedrigen Preis möglichst überall zum Verkauf anbieten kann. Im Energiesektor führt dies neben der gesetzlich vorgeschriebenen Teilung der Unternehmen zu einem grundlegenden Umdenken und einer Neuausrichtung der Geschäftsfelder, so dass nicht rentable Geschäftsfelder offengelegt werden. Strom ist zur Ware geworden, die auch an Börsen gehandelt wird [15].

Im Kapitel 4.1 wird der Netzplanungsprozess mit dem Blick auf den Energiemarkt analysiert. Zunächst wird die Einbindung von neuen dezentralen Erzeugern betrachtet, für deren optimale Planung der Anbindung Modelle für Planungssoftware benötigt werden. Die entwickelten Modelle werden beschrieben. Weiterhin wird die Modellierung des Marktes innerhalb des Planungsprozesses thematisiert. In Kapitel 4.1.3 wird erläutert, mit welchen Methoden der Einfluss einzelner Planungskriterien auf das Ergebnis bestimmt werden kann. Kapitel 4.2 thematisiert den Unterschied zwischen parametrischen und nichtparametrischen Planungskriterien, die in künftigen Untersuchungen eingebunden werden können. Kapitel 4.3 fasst den Einfluss der Marktbedingungen auf die in Kapitel 3.5 vorgestellten Planungskriterien zusammen. Abschließend wird in Kapitel 4.4 ein Softwarepaket vorgeschlagen, mit dem die behandelten Aufgaben bearbeitet werden können.

4.1 Betrachtung des Marktes aus Netzplanungs-Gesichtspunkt

Betrachtet man den Energiemarkt aus der Sicht der Netzplanung, so ist festzustellen, dass unter den veränderten rechtlichen Randbedingungen zum einen neue Maßnahmen im Netz ergriffen werden können, z.B. die Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten, die zu veränderten optimalen Strukturen führen, und zum anderen neue Anforderungen an den nunmehr multikriteriellen Optimierungsprozess selbst gestellt werden, wie z.B. die sich aus den neuen Maßnahmen ergebende Forderung nach detaillierter Simulation von Erzeugern und Lasten. Beide Aspekte werden im Folgenden erläutert.

Innerhalb der neuen Planungsumgebung ist dem Planungsprozess von Verteilungsnetzen besondere Aufmerksamkeit zu widmen, da diese die Energie an die Kunden verteilen und sich ihre Struktur im Zuge der Entwicklung von dezentralen Erzeugeranlagen in Zukunft stark verändern wird. Die Marktumgebung ist verantwortlich für den verstärkten Einsatz dezentraler Energieerzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen, der seit der Liberalisierung auch ein Instrument zur Optimierung von Netzen darstellt [86]. Neben der Möglichkeit, den Primärenergieverbrauch zu senken, wie im Falle der Nutzung erneuerbarer Quellen, besteht ebenso die Möglichkeit, Netzredundanzen einsparen zu können, ohne dabei auf Zuverlässigkeit verzichten zu müssen [40]. Dies verändert jedoch die hierarchisch gewachsene Netzstruktur. Ein neuer detaillierter Netzplanungsprozess soll hierfür mit besonderem Blick bezüglich der wirtschaftlichen Anwendung der Betriebsmittel in der neuen Marktsituation entwickelt werden.

Bezüglich der Anforderungen an den Optimierungsprozess ist festzustellen, dass die Wechselwirkung der Planungskriterien untereinander eine größere Rolle spielt, als bei der bisherigen Netzplanung, so dass der Zusammenhang zwischen den Planungskriterien herzustellen ist.

4.1.1 Eigenschaften – mathematische Modellierung neuer Betriebsmittel

Bisher war eine Netz- sowie Betriebsplanung erschwert, die das Verhalten dezentraler Erzeuger in Netzen im Zusammenhang mit den Lastverläufen berücksichtigte, da innerhalb der Planungssoftware Modelle für dezentrale Erzeuger und Speicher fehlten [87]. Diese Modelle sind entwickelt und in die existierende Planungssoftware NETOMAC eingesetzt worden [88], [89]. Neben der Untersuchung des Betriebsverhaltens der einzelnen Komponenten ist mit diesen Modellen auch die Untersuchung von Regel- und Ablaufstrukturen für die Netzsimulation im Langzeitbereich möglich. Eine Langzeitmodellierung umfasst den Zeitbereich von Minuten bis zu Tagen. Diese ist beispielsweise sinnvoll, um ein optimales Energiemanagement vornehmen zu können. Die Modelle können zur Ableitung von

Mittel- bis Langzeit- Anwendungsszenarien für die Betriebsmittel für Netzplanung und Netzbetrieb verwendet werden. Durch dynamische Simulationen können optimale Standorte für die Netzanbindung, die Optimierung des Netzbetriebs und der Einfluss auf das Netzwerk untersucht werden. Die Anwendung von umweltschonenden Energiequellen kann gefördert werden, während gleichzeitig die Kosten für Netzausbauplanung gesenkt werden können.

Modelle folgender regenerative Erzeuger und Speicher werden verwendet: Batteriespeicher [90], PEM-Brennstoffzellen [91], Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen [92], kleine Blockheizkraftwerke und Power-Quality-Geräte [93], von denen die ersten vier im Folgenden beispielhaft vorgestellt werden.

Die Modelle haben eine dreischichtige Struktur [93]. Die Grundebene des Modells besteht jeweils aus einer physikalischen Modellbeschreibung, die hauptsächlich auf mathematischen Gleichungen basiert und die zentrale Struktur eines jeden Modells bildet. Das physikalische Modell wird dann in die spezifischen Umgebungsbedingungen eingebettet. Dies sind z.B. die thermischen und elektrischen Anforderungen an eine Haushaltsbrennstoffzelle. Diese Umgebungsanforderungen stellen wiederum neue Anforderungen an die Modellstruktur, insbesondere bezüglich der Nachbildung eines Regelsystems. Die physikalische Oberfläche bildet zusammen mit dem Umgebungssystem die zweite Ebene – die interne Betriebsebene der dezentralen Erzeugungseinheit. Die dritte Modellebene stellt die Schnittstelle zum elektrischen Netz dar, wird in den meisten Fällen als Wechselrichtermodell zusammen mit einem Netztransformator nachgebildet und schließt damit die Struktur des Langzeitmodells ab [93].

Modell einer Haushaltsbrennstoffzellenanlage

Als Beispiel ist auf Abbildung 4.1 die komplette Struktur des Langzeitmodells einer Brennstoffzellenanlage, die für den Einsatz in Mehrfamilienhäusern vorgesehen ist, dargestellt.

Im Modell werden die folgenden Leistungen weitergegeben(Tabelle 4.1):

| Größe | Erläuterung | Einheit |
|--|--|--------------|
| $P_{\text{Verbrauch}}, Q_{\text{Verbrauch}}$ | elektrische Leistung des Verbrauchers | [kW], [kVAr] |
| $P_{\text{therm, Soll}}$ | Wärmesollwert, Eingangsgröße für BZ-Modell | [kW] |
| P_{therm} | thermische Ausgangsleistung der BZ | [kW] |
| P_{DC} | Gleichstromausgangsleistung der BZ | [kW] |
| $P_{\text{BZ}}, Q_{\text{BZ}}$ | wechselgerichtete Ausgangsleistung der BZ | [kW], [kVAr] |
| $P_{\text{out}}, Q_{\text{out}}$ | Ausgangsleistung der BZ am Netzknotenpunkt (um Eigenbedarf des Verbrauchers bereinigt) | [kW], [kVAr] |

Tabelle 4.1: Leistungen im Modell der Brennstoffzelle

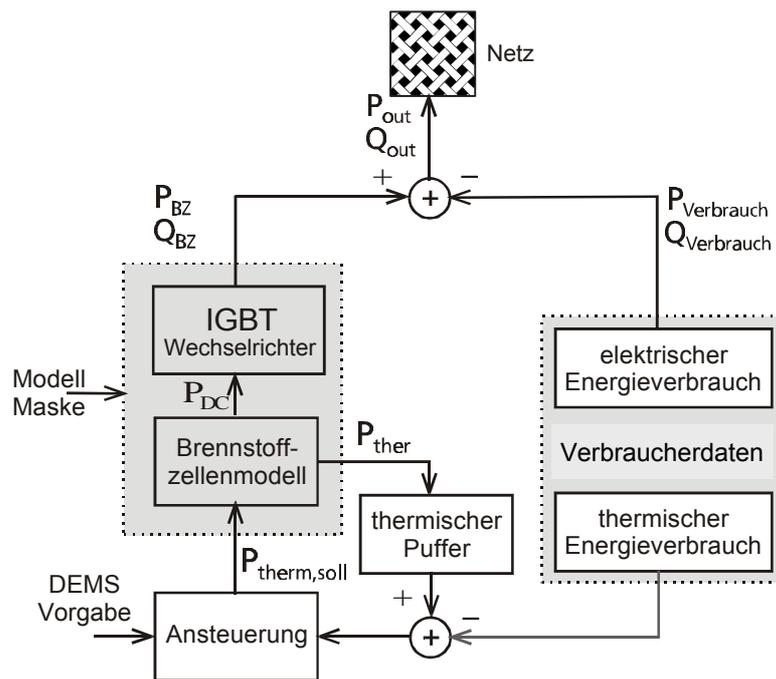


Abbildung 4.1: Langzeitmodell einer Brennstoffzellenanlage

Das qualitative Brennstoffzellenmodell, das auf einem Regressionsansatz [94] basiert, ist durch eine Leistungsanforderung meist thermisch gesteuert. Das Ansteuerungsmodul wird mit den Haushaltsdaten versorgt und kann zusätzlich auf die Anforderungen eines dezentralen Energiemanagement-Systems (DEMS) reagieren, wie beispielsweise die Anweisung, ob wärme- oder stromgeführter Betrieb durchgeführt werden soll. Die Brennstoffzelle produziert Wärme, die dem thermischen Puffer zugeführt wird, und gleichzeitig Gleichstrom, der über einen Wechselrichter umgewandelt ins Netz eingespeist wird. Die internen Parameter des Modells (Nennleistungen, Wirkungsgrade) und Einstellungen bezüglich des Netzankopplungsmoduls ($\cos \varphi$, Transformatorparameter) sind vom Anwender in der Modellmaske einstellbar. In das komplette Haushaltsbrennstoffzellenmodell ist außerdem die Berücksichtigung des elektrischen Eigenverbrauchs des zugehörigen modellierten Mehrfamilienhauses eingebettet. Somit ist es möglich, durch hinterlegte Daten ein komplexes System nachzubilden, um die Verhältnisse am Anschlussknoten genau untersuchen zu können und gleichzeitig das Modell möglichst flexibel zu halten.

Die Modellierungsaufgabe des Brennstoffzellenmoduls besteht in der Nachbildung der elektrischen Charakteristik sowie dem Wärmelastgang des Gebäudes inklusive des dazugehörigen thermischen Anlagenschemas. Bezüglich der elektrischen Charakteristik ist hauptsächlich der Bereich von A (Verluste der Elektrokatalyse) und B (ohmsche Verluste) der Strom-Spannungskennlinie einer Brennstoffzellenanlage in

Abbildung 4.2 [93] von Interesse. Der Bereich C (Molekültransportverluste) kann vernachlässigt werden, da dort die Spannung aufgrund des Massentransportes zusammenbricht und die Brennstoffzelle in diesem Bereich nicht betrieben wird.

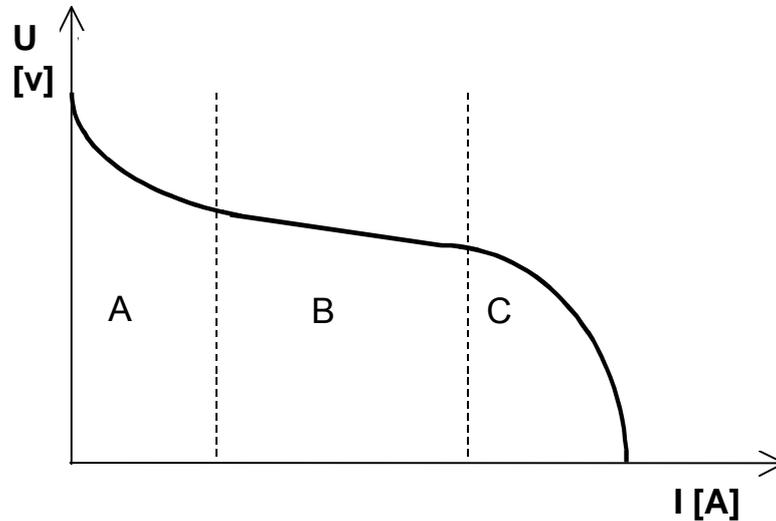


Abbildung 4.2: Elektrische Charakteristik einer Brennstoffzelle, Prinzipbild

Bezüglich der thermischen Charakteristik kann der Wärmebedarf eines standardisierten, z.B. gemäß VDI 2067 gewählten Mehrfamilienhaustyps, zugrunde gelegt werden. Möglich sind ebenso gemessene Daten; exemplarische Tagesganglinien für Januar und Juli können Abbildung 4.3 entnommen werden.

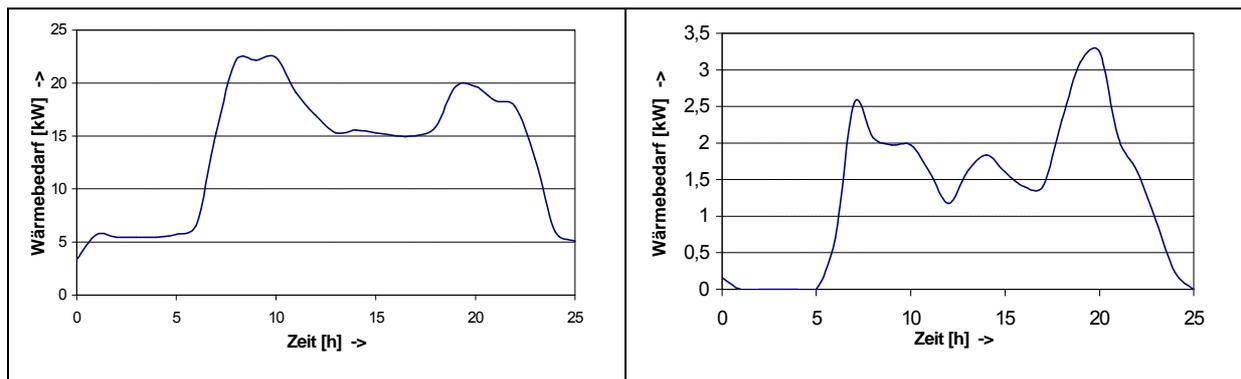


Abbildung 4.3: Wärmebedarf eines Mehrfamilienhauses im Januar und Juli⁶, (Beispiel)

Die Kopplung der Brennstoffzelle an das elektrische Netz wird durch ein vereinfachtes Wechselrichtermodell nachgebildet (Abbildung 4.4).

⁶ Quelle: Projekt EDISON

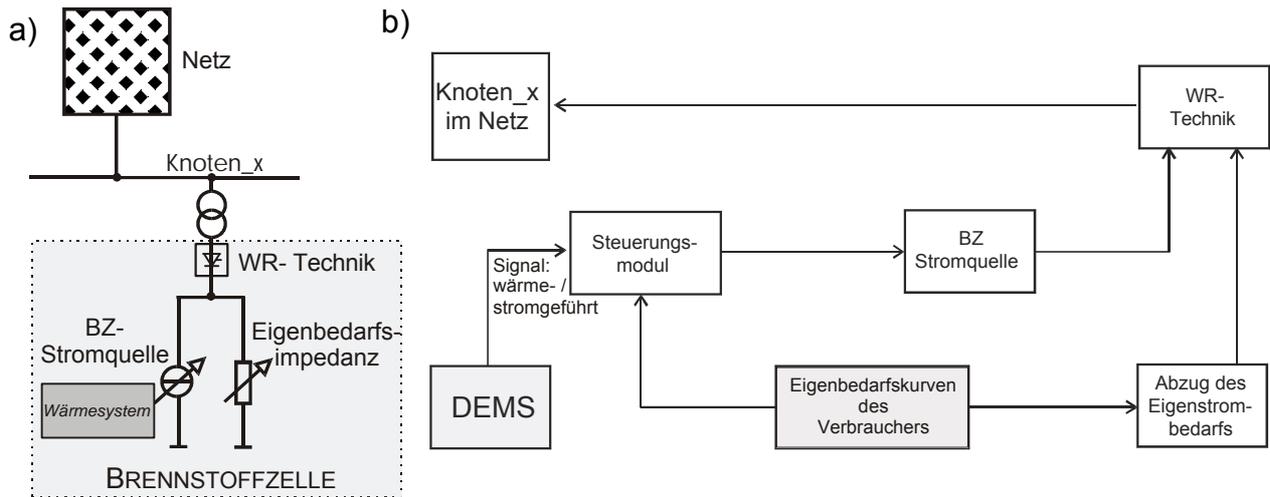


Abbildung 4.4: Anbindung der Brennstoffzelle an das Netz;
a) Modellschema, b) Regelungsschema

Das innere Modell der Brennstoffzelle ist aus der Sicht des elektrischen Netzes als reine steuerbare Leistungsquelle zu betrachten (Abbildung 4.4 a). Die Ansteuerung der Quelle erfolgt nach dem Wärmeenergiebedarf des Hauses. Der elektrische Eigenbedarf des Hauses ist zusätzlich als steuerbare Impedanz nachgebildet. Der Reformier-Prozess zur Herstellung des Wasserstoffes wird vereinfachend als Eingangskonstante berücksichtigt. Die Verbindung zwischen der Wärmeenergie P_{therm} , die von der Brennstoffzelle produziert wird, und der elektrischen Energie P_{el} , ist durch die folgende Gleichung (4-1) gegeben:

$$P_{\text{therm}} = \frac{P_{\text{el}}}{\eta_{\text{el}}} (\eta_{\text{ges}} - \eta_{\text{el}}) \quad [\text{kW}] \quad (4-1)$$

mit:

- P_{therm} = thermische Leistung [kW];
- P_{el} = elektrische Leistung [kW];
- η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad [%];
- η_{ges} = Gesamtwirkungsgrad [%].

Das Ansteuerungsmodul der Brennstoffzelle (Abbildung 4.4 b) bildet den Kern des gesamten Systems. Es koppelt den thermischen Anlagenteil der Hausenergieversorgung mit der DEMS-Schnittstelle und dem qualitativen Modell des Brennstoffzellenstacks. Die Kennlinien der thermischen und elektrischen Energieanforderungen sind in Form von ASCII-Datensätzen in die Modelloberfläche integriert, um reale thermische und elektrische Energiekurven nachzubilden.

Eine Spannungsregelung erfolgt über Einspeisung von Blindleistung ins Netz, sobald das zulässige Spannungsband am Verknüpfungspunkt verlassen wird. Die Grenzen des Spannungsbandes können vom Anwender verändert werden, ebenso wie die Grenzen der Spannungen, ab denen die Anlage vom Netz getrennt werden soll.

Energiespeicher: Bleibatterie

Die Grundstruktur der Speichereinheit, z.B. einer Bleibatterie, besteht aus einem Integrationsmodell [95]. Es basiert auf der Annahme, dass der Speicher, welcher hauptsächlich für das Glätten von Spitzenlasten verwendet wird, seinen vollen Ladezustand nach einem 24-Std.-Zyklus wieder erreicht.

Die maximal entnehmbare Energie einer Bleibatterie ist eine Funktion der Entladeleistung, wobei die maximale Entladeleistung eine Funktion des Ladezustands (state of charge – SOC) der Batterie ist. Der Ladezustand ist der wichtigste Faktor des Batteriemodells, denn das interne Verhalten der Batterie basiert auf der Abhängigkeit zwischen Lade- und Entladeprozess und dem SOC.

Das Verhalten der Bleibatterie kann aus Sicht des Netzes als gesteuerte Strom-, bzw. Leistungsquelle und geregelte Impedanz nachgebildet werden (Abbildung 4.5 a).

Die obere Ebene des Batteriespeichers mit einem Wechselrichter und einem Transformator bildet die Schnittstelle zum Netz. Der bidirektionale Energiefluss wird durch den Batterieumrichter ermöglicht.

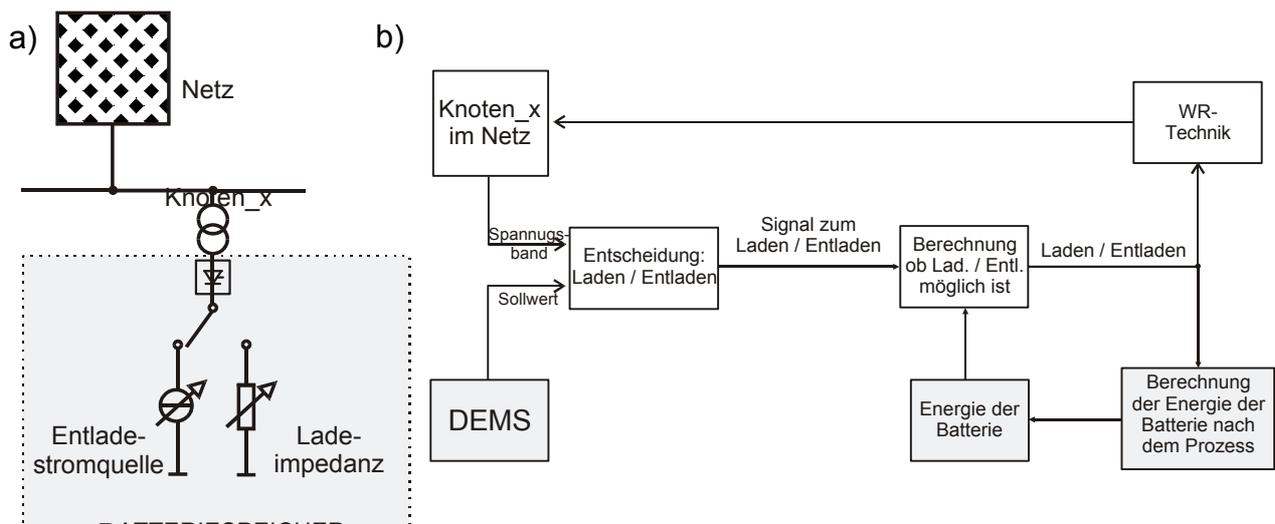


Abbildung 4.5: Anbindung des Batteriespeichers an das Netz
a) Modellschema, b) Regelungsschema

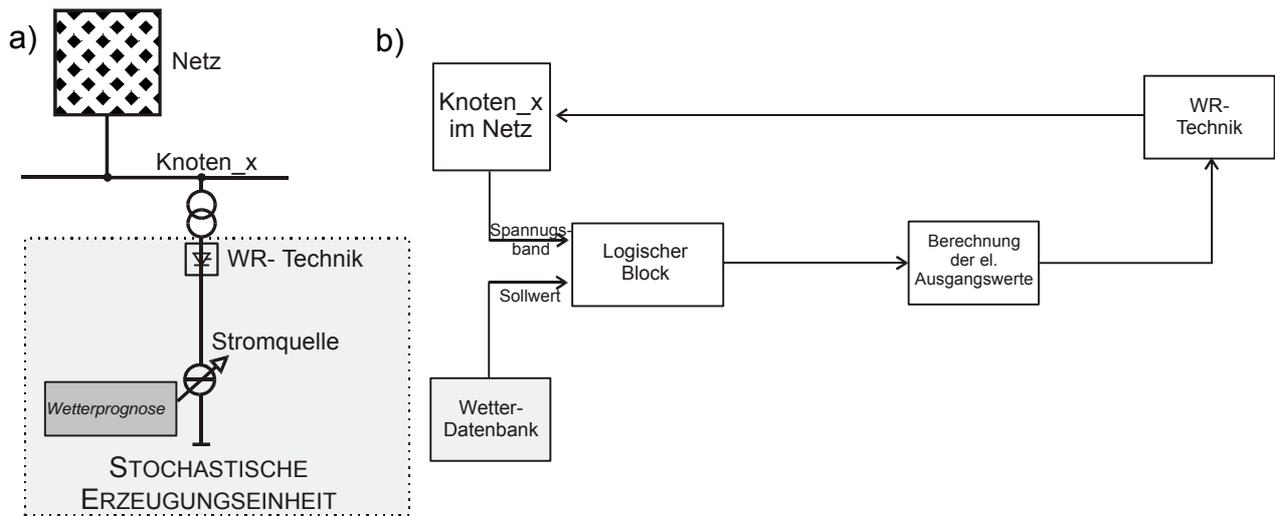
Das Funktionsprinzip des Modells ist in Abbildung 4.5 b zu sehen. Das DEMS fordert eine Leistung (Sollwert) von der Batterie, die in das Netz einspeisen soll. Diese Anforderung wird über die DEMS–Schnittstelle an das interne Batteriemodell als Entladekommando weitergeleitet. Das Batteriemodell prüft den eigenen Ladezustand und liefert in Abhängigkeit davon die gewünschte bzw. die mögliche Energiemenge. Die Leistung während des Entladeprozesses ist nahezu konstant bis zum im Modell einstellbaren Grenzwert des SOC von z.B. 30 %. Ist dieser Wert erreicht, beendet die Batterie ihren Entladeprozess, um eine Tiefentladung zu vermeiden. Der Ladeprozess ist nur möglich, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden: die Batterie ist nicht voll geladen, die Spannung am Verknüpfungsknoten im Netz liegt innerhalb des erlaubten Spannungsbandes und es gibt keine Leistungsanforderung vom DEMS, sondern das Energiemanagementsystem gestattet einen Ladevorgang. Während des Ladeprozesses wird ein Ladekoeffizient berücksichtigt, der das innere Verhalten der Batterie berücksichtigt, deren Ladeprozess sich bei hohen SOC-Werten verlangsamt. Der Wechselrichter verfügt über eine Spannungsregelungseinheit, welche die Spannungsamplitude durch Blindleistungseinspeisung regelt. Die Spannung wird außerhalb eines festgelegten Spannungsbandes aktiv, dessen Grenzen vom Anwender verändert werden können. Ein Schutzmodul veranlasst im Falle einer Spannungserhöhung oder -absenkung im Netz eine Trennung der Anlage vom Netz.

Stochastische Erzeuger: Photovoltaik-Anlage und Windenergieanlage

Für den Modellbildungsprozess dieser Erzeugungseinheiten wurde für den Langzeitbereich auf die Nachbildung der physikalischen Prozesse verzichtet. Die Nachbildung des Umwandlungsprozesses ist über eine auf Kennlinien basierenden Beziehung zwischen den Wetterprognosedaten und den elektrischen Ausgangsdaten der Module realisiert. Das Anbindungskonzept der Langzeitmodelle von stochastischen Erzeugern ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Das Modell des stochastischen Generators verwendet die in Form von Kennlinien-Tabellen vorliegenden Wetterinformationen, (Abbildung 4.6 b), um die Energieproduktion z.B. in 5-min-Abständen zu bestimmen. Die Berechnung für das PV-Generatormodell basiert auf der Kohärenz zwischen der solaren Strahlung, der Temperatur und der produzierten elektrischen Energie einer standardisierten CIS-Zelle. Die Funktion ist über eine Kennlinie definiert. Darüber hinaus liefert die Schnittstelle zum Energiemanagementsystem die Möglichkeit, die Wettervorhersagedaten als „wahr“ oder „falsch“ zu setzen. Dieses Langzeitmodell wird über ein vereinfachtes Wechselrichtermodell ohne Spannungsregler an das elektrische Netzwerk gebunden. Der Wechselrichter ist mit einem konstanten aber verstellbaren Leistungsfaktor an das Netz gebunden.

Die Energie, die von der Windkraftanlage ins Netz geliefert wird, kann direkt einem ASCII-Datensatz entnommen werden, in dem z.B. die täglichen Messdaten eines Jahres oder Prognosedaten gespeichert sind. Die Windkraftanlage wird über ein vereinfachtes Wechselrichtermodell mit dem Netz gekoppelt. Der Leistungsfaktor der Einheit ist veränderbar, so dass sowohl die Einspeisung von reiner Wirkleistung als auch die Kompensation von Blindleistung realisiert werden kann. Die Spannungsregelung am Verknüpfungspunkt erfolgt über Blindleistungseinspeisung.



**Abbildung 4.6: Anbindung der stochastischen Erzeuger an das Netz
a) Modellschema, b) Regelungsschema**

Beispielsimulationen mit den vorgestellten Modellen an einem Testnetz finden sich in [89], [93].

Nachbildung von Lasten

Werden die Erzeugungseinheiten als energetische Modelle nachgebildet, so ist ebenfalls eine detaillierte Nachbildung der Lasten notwendig, denn der Bedarf der einzelnen Lasten eines Knotens verändert sich im Laufe eines Tages. Erst dann können durch die dynamische Simulation des Netzbetriebes das Betriebsverhalten und gegenseitige Einflüsse simuliert werden. Liegen keine Messungen der Lastgänge vor, so können die Lastkurven modelliert [26] bzw. durch Auswahl von Standardlastkurven für unterschiedliche Lasttypen zugrunde gelegt werden. Unterschiedliche normierte Lastprofile sind in Tabelle 4.2 gegeben.

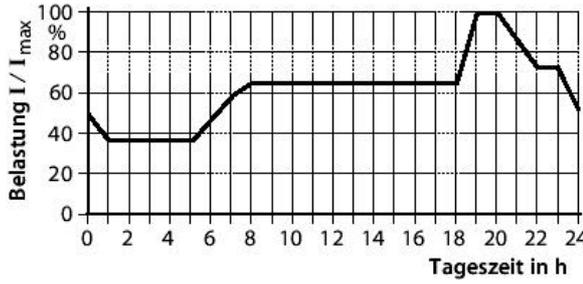
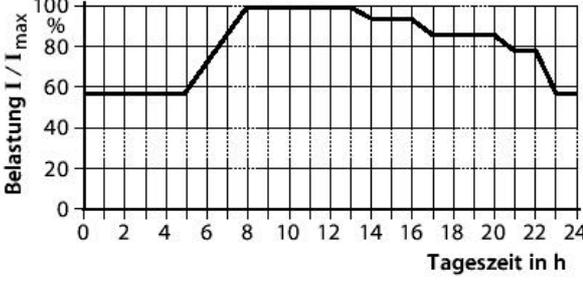
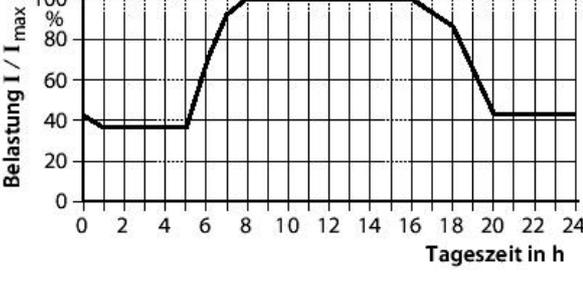
| | |
|---|---|
| <p><u>Wohngebiet:</u> geringer Nachtverbrauch gleichbleibender Tagesverbrauch Abendmaximum</p> |  |
| <p><u>Wohn-Gewerbegebiet:</u> relativ hoher Nachtverbrauch maximaler Tagesbedarf langsamer Rückgang am Abend</p> |  |
| <p><u>Industriegebiet:</u> geringer Nachtverbrauch maximaler Tagesbedarf steiler Anstieg und Abfall der Last</p> |  |

Tabelle 4.2: Beispiele von Tagesganglinien verschiedener Verbraucherstrukturen⁷

4.1.2 Modellierung des Marktes

Wie bereits erwähnt, ist die Netzplanung durch die Liberalisierung erschwert. Der Energiemarkt als solcher wird einen direkten Einfluss auf die Bestimmung der optimalen Planungsszenarien haben. Deshalb besteht die Notwendigkeit, den Markt für die Planung entsprechend zu modellieren. Im Hinblick auf die Marktmodellierung ist die Hauptfrage, welche Charakteristika des Marktes berücksichtigt werden sollen und wie diese modelliert werden können. Diese Frage kann zum einen durch eine Erweiterung der Spieleranzahl im spieltheoretischen Modell bzw. zum anderen durch die zusätzliche Anwendung von Machtindizes, wie sie im Kapitel 4.1.3 erläutert werden, beantwortet werden.

Ziel bei der Erweiterung der Spieleranzahl ist es, die innerbetriebliche Konkurrenzsituation zwischen den Spielern zu berücksichtigen. Es wird ein Ansatz gezeigt, durch den die einzelnen Bereiche in ihrem Nutzenniveau vergleichmäßig werden können, um ein Ungleichgewicht zwischen den Spielern zu verhindern.

⁷ Quelle: EVU

Die Planungskriterien des spieltheoretischen Ansatzes können als Abteilungen eines Unternehmens aufgefasst werden, was der tatsächlichen Planungspraxis entspricht. Jede eigenständige Abteilung versucht, ihr Ergebnis zu optimieren. Das gemeinsame Ziel der Kompromissfindung wird durch die Spielregeln sichergestellt. In diesem Zusammenhang sind die Spielregeln bzw. der Lösungsalgorithmus als Geschäftsleitungsinstrument zu verstehen. Eine innerbetriebliche Budgetverteilung auf die Abteilungen soll trotz des von außen auf das Unternehmen wirkenden Kostendruckes fair erfolgen. Hintergrund dazu bildet die Überlegung, dass ein Bereich mit geringem Nutzen durch den Verzicht auf Individualnutzen zum Gesamtergebnis ebenso beitragen kann wie ein Bereich, der durch die Realisierung seines Vorschlages seinen Individualnutzen erhöhen konnte.

Dieses Verhalten zueinander ist durch die Vorgehensweise des Lösungsalgorithmus gegeben. Zur gerechten Bewertung der Leistungen der einzelnen Bereiche muss ein System angewandt werden, welches diese Betrachtung berücksichtigt und nicht nur die Nutzenwerte vordergründig heranzieht. Es wird ein entsprechender Lösungsweg gezeigt und Forderungen zur Behandlung der Problemstellung werden formuliert.

Die erste Forderung betrifft das Vorschlagsmanagement, das bezogen auf die Spieler gerecht sein sollte. Zur Erreichung dieses Zieles sind Anforderungen an die vorgeschlagenen Strategien zu stellen. Die Anzahl der Vorschläge sollte sich für jeden Bereich in der gleichen Größenordnung bewegen, um sicherzustellen, dass nicht durch eine hohe Zahl von inhaltlich ähnlichen Vorschlägen eines Spielers die Dominanz dieses Spielers von vornherein feststeht. Dies würde zwar das Ergebnis nicht verändern, da sich lediglich eine der Strategien durchsetzen würde, und zwar nur, wenn diese tatsächlich gut ist, es erhöht jedoch den Simulationsaufwand in unnötiger Weise.

Die nächste Forderung betrifft den Inhalt der Vorschläge: Die Planungsziele sind zu erreichen oder zu übertreffen, d.h. dass das Netz sich im Vergleich zum Basisnetz verbessern muss. Das bedeutet, dass die Planungsaufgaben zu erfüllen sind und technische wie finanzielle Begrenzungen eingehalten werden müssen. Eine bezüglich der Netzplanung scheinbar triviale Forderung, die jedoch nicht unerwähnt bleiben soll, da sie innerhalb des Spielalgorithmus Rationalität der Spieler voraussetzt und Pareto-Effizienz fordert.

Bisher wurde in dieser Arbeit der multikriterielle Ansatz mit vier Spielern dargestellt (Kapitel 3.5). Die Besonderheit des Realisierbarkeitsspielers führt dazu, dass im Lösungsalgorithmus selbst nur noch drei Kriterien betrachtet werden. Die Spieleranzahl kann vergrößert werden, um weitere Kriterien zu berücksichtigen. Hinzufügen von neuen Kriterien bedeutet im Allgemeinen einen Verlust an Übersicht

über das Problem und verlangt nach neuen Daten, die das neue Kriterium beschreiben.

Für die Budgetverteilung können die Nutzengrößen jedoch auch aus einer Kombination vorhandener Daten hervorgehen. So lässt sich für die innerbetriebliche Konkurrenz eine Größe aus den Nutzenwerten der anderen Spieler entwickeln, vgl. Gleichung (4-2). Ziel dabei ist, dass alle Spieler in ihrer Nutzensausprägung ähnliche Werte haben. Dies soll dem Effekt entgegenwirken, dass ein Spieler sich auf Kosten eines anderen Spielers erheblich verbessert, oder ein Spieler nur schlechte Strategievorschläge einreicht und somit das Gesamt- wie auch die Einzelergebnisse negativ beeinflusst.

Eine mögliche Bewertung ist die maximale Nutzendifferenz für jede Strategiekombination [96]. Diese stellt die Konkurrenz zwischen den Spielern dar und ist zu minimieren. Großen Unterschieden werden kleine Werte zugeordnet, um darzustellen, dass große Differenzen unerwünscht sind. Die Zuordnung geschieht dadurch, dass die Differenz von einer Konstanten K abgezogen wird (4-2).

$$u_{i+1} = K - \left(\max_i (u_i (M_t)) - \min_i (u_i (M_t)) \right) \quad (4-2)$$

Der Betrag der Konstanten ist für den Wert des globalen Nutzens unerheblich, da sie die Ergebnisse für jede Strategiekombination um den gleichen Betrag beeinflusst. Ein Wert von eins der Konstanten K erzeugt Nutzenwerte zwischen null und eins, bewegt sich somit in demselben Bezugssystem wie die anderen Spieler. Die Besonderheit des Ausgleichsspielers und seine Unabhängigkeit für den globalen Nutzen führen dazu, dass sich jedoch auch andere Werte als sinnvoll erweisen können. Ein Wert von zwei für die Konstante sorgt dafür, dass bei einem Gleichstand der betrachteten Verbesserungsanzahl z_i der beteiligte neue Ausgleichsspieler zum dominanten Spieler wird, somit aktiv in das Spiel eingreift. Die Veränderung der Konstanten hat keinen Einfluss auf die Strategieauswahl, solange die Dominanz zwischen den anderen Spielern eindeutig feststeht. Wenn es einen Gleichstand der z_i gemäß (3-16) zwischen dem Ausgleichsspieler und einem anderen Spieler gibt, so wird bei der hier favorisierten Variante mit der Konstante $K = 2$, wegen seines höheren Betrags des Nutzenwertes immer der Ausgleichsspieler dominant sein und die Strategie für die nächste Runde bestimmen. Dies spiegelt den Wunsch nach Ausgeglichenheit wieder. In diesem Fall entscheidet der Ausgleichsspieler sowohl Dilemmata anderer Spieler als auch Dilemmata, an denen er selbst beteiligt ist.

Im Vorfeld der Berechnungen muss entschieden werden, ob ein Ausgleich zwischen den Spielern erwünscht ist und der Ausgleichsspieler sich am Spiel beteiligen soll.

4.1.3 Machtindizes

Die praktische Annahme, dass die Planungskriterien (Spieler) Abteilungen eines Unternehmens repräsentieren ändert nichts daran, dass sie jeweils ihre individuellen Ziele optimieren wollen, dabei jedoch gleichzeitig als Unternehmen auf ein gemeinsames Ziel hinarbeiten. Die innerbetriebliche Verteilungsaufgabe sieht vor, ein gegebenes Budget gerecht auf die Teilbereiche aufzuteilen. Hierbei ist die Definition von Gerechtigkeit von Bedeutung, der sich mit Hilfe von Machtindizes angenähert wird.

Die Annahme, dass ein Bereich in einem Teil seiner Ziele zugunsten des Gemeinwohls zurücksteckt klingt plausibel, ist in der praktischen Umsetzung jedoch nicht trivial. Es stellt sich die Frage, bis zu welcher Grenze der Einzelne zurückstehen kann, ohne mit Einbußen bezüglich seines Budgets, das vom Einzelerfolg mit abhängt, rechnen zu müssen. Grundsätzlich muss immer das Prinzip der Rationalität gewährleistet sein, um die Spieltheorie anwenden zu können.

Zur Beantwortung dieser Frage können Machtindizes herangezogen werden. Ein Machtindex liefert eine Methode, in kooperativen Spielen den fairen Anteil von gemeinsamem Nutzen (Geld, Ressourcen, etc.) unter den Spielern aufteilen zu können. Der Machtindex kann als eine Art gewichteter Mittelwert von Beiträgen der Beteiligten zu jeder Koalition, in welcher der Spieler teilnimmt, angesehen werden. Im Fall des Lösungsalgorithmus wird nach einer Größe gesucht, die beschreibt, welcher Einfluss für den einzelnen Spieler aus dem Planungsergebnis resultiert. Derartige Machtindizes werden P-Power genannt. Im Gegensatz dazu gibt es noch die sog. I-Power, die den Einfluss eines Spielers auf eine Entscheidung bezeichnet, bevor diese Entscheidung getroffen ist, also seine Abstimmungsmacht kennzeichnet.

Der Markt ist vorstellbar als Beobachter des Spieles, der das Spielergebnis durch Auswertung der Stellung der Mitspieler zueinander darstellt, vgl. Abbildung 4.7. Hierdurch wird der abstrakte Marktbegriff formalisiert und somit eine Bewertung des Markteinflusses auf die Ergebnisse des Planungsprozesses und somit die Netzausbauszenarien ermöglicht. Die Berechnung der charakteristischen Werte der Spieler erfolgt im Originalsystem unter Berücksichtigung von Planungskriterien, die sich seit der Liberalisierung geändert haben können, vgl. auch Abbildung 2.2. Diese werden mit Nutzenfunktionen in das standardisierte System übertragen, wo sie am Spielende mit Hilfe eines Machtindex ausgewertet werden [97].

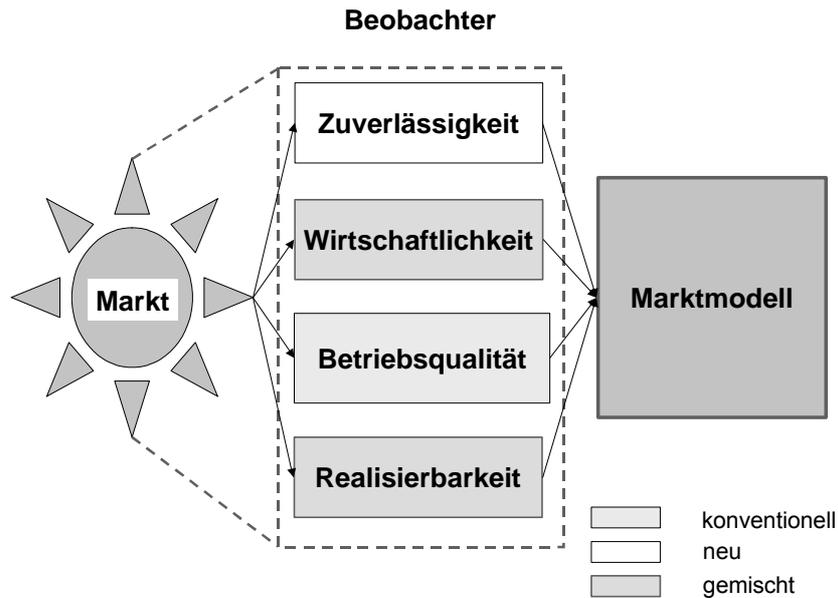


Abbildung 4.7: Marktmodell

Es existieren verschiedene Machtindizes, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Der Shapley-Index gehört zur Gruppe der sog. P-Power Indizes, beschreibt also wie gewünscht den Anteil, den sich ein Spieler aus dem Ergebnis einer Entscheidung sichern kann [60].

Sei N die Menge der Spieler; seien weiterhin T_i , mit $i = 1 \dots m$ die Koalitionen aus Mitgliedern der Menge N und sei t die Anzahl der Spieler in Koalition T_i :

- Menge $N = \{N_1, \dots, N_n\}$ der Spieler $N_i \in N$ mit $i = (1 \dots n)$;
- Menge $T = \{T_1 \dots T_m\}$ der Koalitionen $T_i \in T$ mit $i = (1 \dots m)$, $m < n$.

Der Shapley-Index ϕ_i eines Spielers N_i wird ausgedrückt durch (4-3):

$$\phi_i[v] = \sum_{\substack{T \subset N \\ N_i \in T}} \frac{(t-1)!(n-t)!}{n!} [v(T) - v(T \setminus \{N_i\})] \quad (4-3)$$

$$\text{mit } v(T) = \begin{cases} 0 & \forall T \notin w(T) \\ 1 & \forall T \in w(T) \end{cases}$$

$$\text{wobei } \sum \phi_i[v] = 1$$

Dabei ist $v(T)$ eine charakteristische Funktion der Koalition T und $w(T)$ bezeichnet die Gewinnkoalition. Die Funktion $v(T)$ hat den Wert 1 für Gewinnkoalitionen $w(T)$

und den Wert 0 für Verlustkoalitionen, sie ist 1-0 normiert. Eine Funktion ist eine Gewinnkoalition, wenn gilt:

$$\forall_{\substack{N_i \in T \\ T \subset N}} \exists w(T), \quad w(T) := \sum_{\substack{N_i \in T \\ T \subset N}} u_i \geq q \quad (4-4)$$

mit $u_i(M_t) \in P$

wobei q die Quote der gewählten Mehrheitsregel ist. Im Lösungsalgorithmus wird von $q=50\%$ ausgegangen.

Der Shapley-Index $\phi_i[v]$ gemäß Gleichung (4-3) drückt aus, dass der Wert eines Spielers N_i für eine Koalition T sich aus den Werten berechnet, die entstehen, wenn durch sein Ausscheiden aus einer Koalition T diese von einer Gewinn- zu einer Verlustkoalition wird. Der Ausdruck $(v(T) - v(T \setminus \{N_i\}))$ zeigt in dem Fall den Wert des Spielers N_i an und wird dem Spieler bei der Berechnung von ϕ_i zugerechnet. Da der Shapley-Index unabhängig von der Anordnung der Spieler innerhalb der Koalitionen sein soll, wird der Wert des Spielers für jede mögliche Anordnung bestimmt. Im Nenner des Koeffizienten $\frac{(t-1)!(n-t)!}{n!}$ steht die Wahrscheinlichkeit, mit der eine

bestimmte Permutation einer Koalition auftritt. Der gesamte Koeffizient drückt die Wahrscheinlichkeit aus, mit der ein Spieler an einer bestimmten Stelle der Permutation steht [60]. Zur Bestimmung des Gesamtwertes eines Spielers wird die Summe über alle möglichen Koalitionen, in denen er entscheidend ist, gebildet. Dieses Maß wird auch als A-priori-Abstimmungsstärke bezeichnet, denn der Index beschreibt eine präferenzfreie Abstimmungsmacht, d.h. die Bildung jeder Koalition gilt als gleich wahrscheinlich.

Eine weitere A-priori-Abstimmungsstärke ist durch den Banzhaff-Index β_i bestimmbar, der nicht von Permutationen, sondern von Koalitionen ausgeht. Betrachtet werden die Koalitionen T , für die ein Spieler N_i entscheidend ist, also einen Übergang, genannt Swing, einer Gewinn- zu einer Verlustkoalition durch sein Ausscheiden verursacht.

$$\beta_i = \frac{\sum_{\substack{T \subset N \\ N_i \in T}} [v(T) - v(T \setminus \{N_i\})]}{2^{n-1}} \quad (4-5)$$

mit $v(T) = \begin{cases} 0 & \forall T \notin w(T) \\ 1 & \forall T \in w(T) \end{cases}$

Gleichung (4-5) bezeichnet den nicht normierten Banzhaff-Index, der das Verhältnis aus der Anzahl der Swings eines Spielers bei Berücksichtigung aller Koalitionen T des Spiels zu der Zahl der Koalitionen, an denen er teilnimmt ($=2^{n-1}$), beschreibt.

Da die Summe aller Banzhaff-Indizes nicht konstant ist bzw. 1 ergibt, existiert noch eine normierte Form des Index, den man erhält, wenn man den nicht normierten Banzhaff-Index durch die Summe der Indizes über alle Spieler dividiert, vgl. Formel (4-6).

$$\beta_i = \frac{\beta_i'}{\sum_{i=1}^n \beta_i'} \quad (4-6)$$

Der Banzhaff-Index gehört zur Klasse der I-Power-Indizes, beschreibt also den Einfluss eines Spielers auf die Entscheidung, bevor die Entscheidung getroffen ist. Dies macht ihn für die Bestimmung der Information, die im Lösungsalgorithmus gesucht wird, weniger geeignet als den Shapley-Index, der wie erwähnt das Resultat einer Entscheidung bewertet. Der Banzhaff-Index kann nicht durch lineare Transformation in den Shapley-Index überführt werden [98].

Ein weiterer Machtindex ist der Deegan-Packel-Index, der wie der Shapley-Index zwar zur Gruppe der P-Power-Indizes gehört und geeignet erscheint, jedoch wird davon ausgegangen, dass der Gewinn einer Koalition nicht dem entscheidenden Spieler N_i zugeordnet wird, wie im Falle des Shapley-Index, sondern dass die Spieler der Koalition den Gewinn gleichmäßig untereinander aufteilen. Grund ist, dass bei diesem Index ausschließlich Minimal koalitionen betrachtet werden. Dies sind Koalitionen, in denen jeder einzelne Spieler entscheidend darüber ist, ob eine Koalition Gewinn- oder Verlustkoalition ist. Ein Nachteil des Deegan-Packel-Index ist, dass er nicht in jedem Fall monoton in seiner Größe ist. Dies bedeutet, dass Spielern mit weniger Stimmen ein größerer Index zugeordnet werden kann, als Spielern mit mehr Stimmen. Aufgrund dieser Eigenschaft wird er im Lösungsalgorithmus nicht verwendet.

In der Arbeit wird der Shapley-Index ausgewählt, dessen Berechnung im Modell ohne Berücksichtigung des Realisierungsspielers erfolgt, da dessen Aussage bereits durch die anderen Spieler impliziert ist. Gemäß Gleichung (3-14) wird der Wert des Realisierungsspielers im Spielverlauf stets mit den Nutzenwerten der anderen Spieler multipliziert.

4.2 Parametrische und nicht-parametrische Planungskriterien

Parametrische Kriterien sind Kriterien, die eindeutig quantifizierbar sind. Diese wurden in Kapitel 3.5 beschrieben. Dem gegenüber stehen Größen, die nicht eindeutig quantifizierbar sind, schwerlich messbar sind, jedoch in der Netzplanung durchaus eine Rolle spielen. Im Folgenden werden einige Beispiele vorgestellt, die in zukünftigen Untersuchungen in das Modell eingebunden werden können.

4.2.1 Transparenz der Netzstruktur

Die Transparenz der Netzstruktur ist eine wichtige Eigenschaft bzgl. des Betriebs und der Tarifgestaltung. Die Versorgung eines Kunden kann mit neuen Querverbindungen preisgünstiger sein, was allerdings nur auf Kosten der Transparenz möglich ist. Die Wahrscheinlichkeit einer Fehlschaltung und - davon abhängig - einer Störung des Netzwerkes steigt. In [82] wurde der Einfluss dieses Kriteriums untersucht.

Wesentliche Anforderungen an Netze sind insbesondere nach der Liberalisierung Einfachheit der Struktur, niedrige Investitionen, einfache Betriebsführung und geringer Instandhaltungsaufwand [18]. Entscheidungen bezüglich der Struktur von Verteilungsnetzen gehen davon aus, dass die Betriebsmittel eine geringe Störanfälligkeit aufweisen. Aus diesem Grund sind in Mittelspannungsnetzen zusätzliche Stützpunktstationen oder Vermaschung aus Gründen der Versorgungssicherheit oft unwirtschaftlich, da sie eine Ausrüstung mit teurerer Schutztechnik nach sich ziehen. Ebenso erweisen sich Ringnetze mit geschlossener Trennstelle und Strangnetze als tendenziell eher teuer, wohingegen Strahlennetze und Ringnetze mit offener Trennstelle wie auch Reservekabelnetze als wirtschaftlich effizienteste Lösungen gelten [49]. Bezüglich der Betriebsführung können jedoch auch die teureren Lösungen sinnvoll sein, dies hängt von einer Einzelfallbetrachtung ab.

Mittelspannungsnetze werden meist in einer Kombination aus Ring-, Strang- und Strahlennetze mit zahlreichen Verästelungen geplant, und offen als verzweigter Strahl betrieben [99]. Im Störfall übernehmen ein oder mehrere Netzzweige nach einer Trennstellenverlegung zusätzliche Last. Die Festlegung von Trennstellen wird nach wirtschaftlichen und betrieblichen Überlegungen vorgenommen; die wesentlichen Kriterien dabei sind die Minimierung der Netzverluste und die Zugänglichkeit im Störfall.

Tabelle 4.3 aus [49] zeigt beispielhaft nicht-parametrische Bewertungskriterien für unterschiedliche Mittelspannungs-Netzstrukturen.

Als Nutzenfunktion ist die Verwendung einer Asymptote oder eine S-Kurven-Funktion möglich.

| Kriterien | Strahlen- netz | Ringnetz | Netz mit Gegen- Stationen | Reserve- kabelnetz | Strangnetz | Stütz- punktnetz |
|---------------------------------|-------------------|----------|---------------------------------|-----------------------|------------|---------------------|
| | a | b | c | d | e | f |
| Übersichtlichkeit im Aufbau | + | ++ | ++ | + | ++ | o |
| im Betrieb | ++ | ++ | + | + | ++ | o |
| Leistungsfähigkeit | o | + | + | ++ | ++ | ++ |
| Aufwand für Projektierung | ++ | + | + | o | + | o |
| Betriebsführung | ++ | + | + | o | + | + |
| Versorgungszuverlässigkeit | o | + | + | + | ++ | + |
| Investitionsaufwand | ++ | + | o | ++ | -- | o |
| Anpassung an Lastentwicklung | o | + | o | o | + | o |
| Transformatorreserve | -- | -- | -- | -- | ++ | o |

Bewertungskriterien:

++ gut; + tendenziell besser; o neutral; – tendenziell schlechter; -- schlecht

Tabelle 4.3: Bewertungskriterien für Netzformen von Verteilungsnetzen (aus [49])

4.2.2 Redundanz der Betriebsmittel

Die Betriebsmittel werden im Allgemeinen entsprechend ihrer optimalen Größe für den jeweiligen Anwendungsfall ausgewählt. Diese optimale Größe ist abhängig von technischen Randbedingungen wie Spannung, Strom und Kurzschlussbedingungen; sie kann abhängig vom Einsatzort jedoch stark variieren. Vom Wartungsgesichtspunkt aus gesehen ist eine Standardisierung der Betriebsmittel vorteilhaft, denn um auch im Notfall den Zuverlässigkeitsanforderungen zu genügen, ist ein redundanter Vorrat dieser Betriebsmittel vorzuhalten. Je unterschiedlicher die Betriebsmittel sind, umso höher werden die Kosten für die Vorratshaltung, insofern kann eine Standardisierung der Betriebsmittel diese Kosten senken. Ein Gleichgewicht zwischen kostenintensiver Lagerhaltung und Investitionskosten ist notwendig. In [82] wurde eine S-Kurven-Funktion als Nutzenfunktion verwendet.

4.2.3 Planungsprognose

Lastvorhersagen sind elementar für den Planungsprozess. Häufig wird hier die Methode der Trend- Extrapolation mit Hilfe der Regressionsrechnung angewandt [49]. Die Prognosen sind allerdings mit hohen Unsicherheiten behaftet, die Folgen für das Planungsergebnis haben können [100]. Als Nutzenfunktion kann wiederum eine Asymptote oder eine S-Kurven-Funktion zur Anwendung kommen [82].

4.2.4 Monitoring

Der derzeitige Trend zur Überwachung von Betriebsmitteln kann auch in der Planung als Kriterium Verwendung finden, so dass später die Funktion des Netzwerkes effizienter sein kann. Auch dieses Kriterium ist nicht-parametrischer Struktur.

4.2.5 Umweltkriterien

Ein Umweltkriterium kann eingeführt werden, da sich einige Aufgaben der Netzausbauplanung nicht nur mit Hilfe von konventionellen Lösungen beheben lassen, sondern auch durch die Netzintegration umweltfreundlicher dezentraler Erzeuger, welche die Primärenergieressourcen schonen [86],[96],[101]. Werden bei herkömmlicher Stromerzeugung ausschließlich durch große Kraftwerkseinheiten die Netzverluste von ca. 7 % bei der Stromverteilung und die nicht genutzte Abwärme von bis zu 60 % betrachtet, kann festgestellt werden, dass die Primärenergie oft nicht optimal genutzt wird [45]. Planungsstrategien könnten einem entsprechenden Bewertungssystem unterliegen, welches auch diese Aspekte berücksichtigt.

4.2.6 Kategorie der Investition

Es kann eine Unterscheidung stattfinden, ob es sich bei einer Investition um Projekte handelt, die das Anlagevermögen des Unternehmens erhöhen, oder um eine Investition, die zu keiner Abschreibung führt, das Anlagevermögen somit nicht erhöht und lediglich Aufwendungen bedeutet. Je nachdem, welche Finanzierungsmöglichkeiten zum Planungszeitpunkt gegeben sind, können unterschiedliche Präferenzen gegeben sein.

4.3 Einfluss der Marktberücksichtigung auf die Planungskriterien

Eine Marktberücksichtigung bei der Netzplanung führt zum einen zur veränderten Berechnung der einzelnen Planungskriterien (vgl. Kapitel 3.5 bzw. 4.1) und zum anderen zu neuen Strategien, wie sie bereits in Kapitel 1 dargestellt wurden. Zur innerbetrieblichen Bewertung der Qualität des Ergebnisses wurde in Kapitel 4.1 die Erweiterung der Spieleranzahl bzw. die Verwendung von Machtindizes empfohlen.

Bei der Planung von Verteilnetzen wird meist auf Anfragen von Kunden nach mehr Wirk-, Blind- oder Kurzschlussleistung, besserer Spannungshaltung, höherer Versorgungszuverlässigkeit, vielfach aber auch auf Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen an Straßen, Wasserstraßen oder Bahnanlagen reagiert [86]. Neubaugebiete und zu sanierende Altbauggebiete, die Erweiterung, Verlegung oder Stilllegung von Betrieben greifen in die bestehende Struktur des Netzes ein. Auch das Vordringen der Automatisierungstechnik schafft Planungsbedarf [99].

Berücksichtigt man in der Netzplanung die neuen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, so können folgende Kriterien für eine vorausschauende strategische Netzplanung genannt werden:

- Der Wettbewerb und die Abtrennung des Geschäftsfeldes Netzbetrieb von den übrigen Geschäftsfeldern der Energieversorgung zwingt die Netzbetreiber, kosteneffizient zu arbeiten;
- Dies führt zur höheren Auslastung der Betriebsmittel, unnötige Reserven sind zu vermeiden;
- Die Versorgungszuverlässigkeit wird nicht mehr über das qualitative (n-1)-Kriterium bewertet, sondern durch probabilistische Verfahren auch quantitativ untersucht;
- Dezentrale Erzeugungsanlagen können zur Lösung von Netzproblemen ebenso herangezogen werden wie konventionelle Ausbauvarianten;
- Viele dezentrale Erzeugungsanlagen können über Energiemanagementsysteme zentral gesteuert werden und somit als virtuelles Kraftwerk arbeiten;
- Potenzielle Partner auch bezüglich der Finanzierung für die Nutzung von KWK müssen ermittelt werden;
- Eine zumindest zeitweise Umkehrung des Energieflusses stellt neue Anforderungen an die Schutztechnik;
- Die über den Tagesverlauf mitunter stark variierende Einspeisung aus DEA lässt eine dynamische Simulation der Erzeuger und Verbraucher sinnvoll erscheinen.

Diese Punkte werden im Folgenden für die in Kapitel 3.5 definierten Planungskriterien im Einzelnen erläutert:

4.3.1 Zuverlässigkeit

Wurde früher die Zuverlässigkeit eines Netzes nach dem (n-1)-Kriterium bewertet, so gewinnt heute die Berechnung und Optimierung der Defizitenergie immer mehr an Bedeutung [36]. Die Wichtigkeit, dass bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Versorgung aufrechterhalten werden kann, hat abgenommen; es wird auch untersucht, ob ein bestimmter Wert der Defizitenergie nicht überschritten wird.

Bei der Berechnung der aufzubringenden Kosten für die Zuverlässigkeit wurden die Ausfallkosten der Abnehmer früher nicht berücksichtigt, sondern der Schnittpunkt der Kurve der Kosten für die Zuverlässigkeit mit der Kurve für die Ausfallkosten (für den Netzbetreiber) haben diese Kosten bestimmt. Heute gewinnen Berechnungsmethoden an Bedeutung, die diese Ausfallkosten in ihre Betrachtungen mit einbeziehen und beispielsweise spezielle Tarife für definierte Zuverlässigkeitsniveaus anbieten [36]. Die quantitative Bewertung der Zuverlässigkeit eröffnet großen Kunden die Möglichkeit, bestimmte Anforderungen an die Versorgungssicherheit ihres Betriebes zu stellen, auf die der Netzbetreiber im liberalisierten Markt bereits bei der Planung des Netzes reagieren muss.

Neue Strategien beinhalten auch den Rückbau von Anlagen, um Betriebskosten einzusparen. In Transformatorstationen kann beispielsweise in einigen Fällen auf einen zweiten Transformator verzichtet werden, auch Kabel müssen nicht mehr unbedingt doppelt geführt werden.

4.3.2 Wirtschaftlichkeit

Veränderungen innerhalb der Berechnung äußern sich darin, dass kürzere Planungszeiträume relevant sind. Hierdurch soll das Investitionsrisiko minimiert werden. Weiterhin wird die Barwertmethode, wie in Kapitel 3.5 dargestellt, derart modifiziert, dass auch Einnahmen berücksichtigt werden, die aus Stromverkäufen oder Einsparungen von Betriebskosten resultieren können. Ein Ausgangsbudget wird angenommen, so dass Überschüsse am Finanzmarkt verzinst werden, bzw. Kredite finanziert werden müssen.

In der liberalisierten Umgebung sind verschiedene neue Planungsstrategien möglich, die im Folgenden skizziert werden.

Contracting-Modelle

Zieht der Netzbetreiber in Betracht, dezentrale Erzeugungsanlagen in seinem Netz zu installieren, so bietet sich die Möglichkeit, insbesondere für Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung einen Partner zu suchen, der die erzeugte Wärme abnimmt. Eine langfristige Vertragsbindung beider Partner ist von Vorteil. Hierdurch wird zum einen eine langfristige Nutzung der Investition gewährleistet, zum anderen wird eine Kundenbindung erreicht.

Der Netzbetreiber kann beispielsweise in öffentlichen Einrichtungen, in Industriebetrieben oder auch in privaten Wohngebäuden KWK-Anlagen installieren und die thermische Energie ortsnahe verkaufen. Dabei trägt der Nutzer die mit der Wärmeerzeugung verbundenen Betriebskosten und stellt den Platz für die Aufstellung der Anlage zur Verfügung. Die stromerzeugungsgebundenen Betriebskosten trägt der Netzbetreiber. Die Investitionskosten teilen sich auf Netzbetreiber und Nutzer auf, so dass der Nutzer den Anteil trägt, den er für eine konventionelle Heizungsanlage hätte aufbringen müssen. Der Netzbetreiber hat durch dieses Modell die Möglichkeit, Erträge aus Stromverkäufen zu bekommen, im Modell kommt dadurch eine Einnahmeseite zum Tragen.

Energiemanagementsysteme

Der Energiebedarf der verschiedenen Verbraucher ist während eines Tages nicht konstant, sondern ändert sich mit der Tageszeit. Lastspitzen sind stets um die Mittagszeit und am Abend zu beobachten. Da elektrische Energie an Energiebörsen gehandelt wird und der Preis mit der Nachfrage steigt, ist die Energie zu Zeiten hohen Verbrauches am teuersten. Durch intelligente Vernetzung vieler dezentraler Erzeugungsanlagen kann eine Absenkung der Lastspitzen erreicht werden. So ist es zum Beispiel bei wärmegeführten Anlagen zur KWK möglich, über kurze Zeit mehr Wärme als benötigt zu produzieren, in einem Wärmespeicher zwischenzuspeichern und mit der dabei produzierten elektrischen Energie Lastspitzen zu reduzieren.

Auch die Ansteuerung von Verbrauchern ist möglich. So können Klimaanlage, große Kühlanlagen aber auch elektrische Warmwasserbereiter und Nachtspeicherheizungen in Zeiten hoher Energienachfrage ohne negative Auswirkungen auf den Nutzer erst zeitverzögert gestartet werden.

4.3.3 Betriebsqualität

Bei der Berechnung der Betriebsqualität ist eine detaillierte Berücksichtigung von Last- und Erzeugungsganglinien von Vorteil. Dynamische Netzberechnungsmethoden gewinnen an Gewicht, da Betriebszustände genauer nachgebildet werden und Optimierungsspielraum auch im Zusammenhang mit Energiemanagementsystemen liefern, vgl. Kapitel 2.2.

Bezüglich der neuen Strategien ist die Einbindung dezentraler Erzeugeranlagen grundsätzlich möglich. Dezentrale Energieerzeugungsanlagen werden über das zu versorgende Gebiet verteilt und in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher errichtet. Während früher eine Lastzunahme auch eine Erweiterung der zentralen Energieerzeugungs- und Übertragungsstruktur nach sich zog, kann nun individuell an Ort und Stelle die nötige Kapazität durch dezentrale Erzeuger zur Verfügung gestellt werden. Dabei kann auf den Zubau von Übertragungskapazitäten, Umspannwerken, Umspannstationen und Netzstationen zum Teil verzichtet werden. Durch die Erzeugung der Energie nahe am Verbraucher werden die Übertragungsverluste reduziert. Ein weiterer Vorteil der Integration dezentraler Erzeuger ist ihre modulare Bauweise und damit die Möglichkeit, kleine Leistungen je nach Bedarf zu installieren, kurze Konstruktionszeiten und ein kleines Risiko, nicht benötigte Kapazitäten zu schaffen [11]. Mit dezentralen Erzeugern kann der Netzbetreiber dezentral reagieren und damit einen zumeist teuren Netzausbau vermeiden. So kann die nötige Kapazität nach und nach hinzugefügt werden, die Investition wird gestaffelt.

4.3.4 Realisierbarkeit

In einer liberalisierten Umgebung werden nicht nur finanzielle Grenzen betrachtet, sondern es rücken auch Zuverlässigkeitsgrenzen in die Untersuchungen ein, die z.B. von Kundenwünschen abhängen. Technische Kriterien wie Spannungsstabilität, thermische Belastungen, Kurzschlussfestigkeit etc. haben ebenfalls nicht an Bedeutung verloren.

4.4 Bestimmung der Form des Software-Pakets

Der in der vorliegenden Arbeit beschriebene Lösungsalgorithmus kann durch Verknüpfung und Ergänzung von unterschiedlichen Programmsystemen realisiert werden. In der Arbeit ist dies mit den in Abbildung 4.8 verwendeten Programmsystemen geschehen. Anstelle des selbst entwickelten Zuverlässigkeitsprogramms ZUSI kann auch handelsübliche Software, wie beispielsweise ZUBER [102] oder RAMSES [25] verwendet werden.

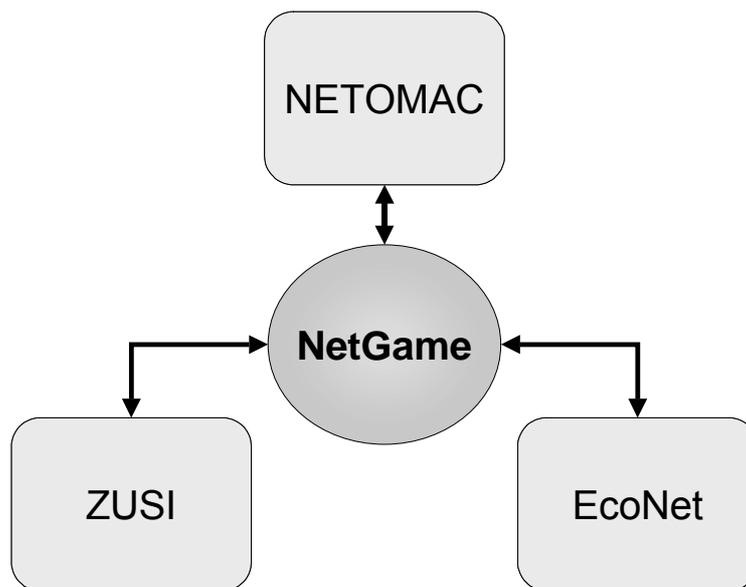


Abbildung 4.8: Beispiel eines Software-Paketes

Die notwendigen Datensätze für die verwendeten Programme wurden in Kapitel 2.3 beschrieben.

Die Programmsysteme arbeiten unabhängig voneinander, ihre Ergebnisse werden mit dem spieltheoretischen Algorithmus weiterverarbeitet. Nach jeder Runde werden neue Berechnungsaufträge an die externen Programmsysteme gegeben, so dass am Ende des Prozesses die Einzelrundenergebnisse sowohl in Originaleinheiten, als auch in transformierten Nutzenwerten vorliegen, so dass die Wechselwirkungen zwischen den Planungskriterien deutlich werden und das Ergebnis nachvollziehbar ist.

5 Optimale Netzplanung - Beispiele

Nachfolgend wird anhand verschiedener Beispielnetze gezeigt, wie mit der vorgestellten Methode optimale Lösungen gefunden werden. Zu diesem Zweck wird der Planungsprozess von Verteilnetzen innerhalb des liberalisierten Energiemarktes simuliert und in das Verfahren einbezogen.

Die Kriterien Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit, Betriebsqualität und Realisierbarkeit werden im Verlauf des Planungsprozesses als Spieler modelliert. Zunächst wird anhand der in Kapitel 3.5 vorgestellten Berechnungsmethoden ein Basisszenario entworfen. Das bedeutet, dass für die Zuverlässigkeit die kumulierte Defizitenergie berechnet wird, für die Wirtschaftlichkeit wird anhand der Barwerte der Investitions- und Betriebskosten der betrachteten Maßnahmen das Budget nach einem definierten Zeitraum bestimmt, die Betriebsqualität wird anhand von Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen überprüft, und die Realisierbarkeit wird anhand der sich aus den anderen Berechnungen gebenden Grenzwerte bestimmt (zugelassene Defizitenergie, Kreditrahmen, Betriebsmittelbelastung, thermische Stabilität, Spannungsband).

Diese Berechnungen bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungen, sie werden im Verlauf des Planungsvorganges für jede Planungsstrategie erneut durchgeführt und ausgewertet. Anhand des Basisszenarios wird für jedes Kriterium (Spieler) seine Nutzenfunktion definiert und mit Hilfe der oben berechneten Ergebnisse derart parametrisiert, dass alle Spieler in der ersten Runde mit demselben Wert beginnen. Im Beispiel werden alle Kriterien durch die S-Kurven-Funktion (3-11) in das standardisierte System übertragen, lediglich das Kriterium „Realisierbarkeit“ wird durch eine gestaffelte Sprungfunktion transformiert, um die Information zu repräsentieren, ob eine Strategie erlaubt ist oder nicht, bzw. ob eine Strategie eine Teilaufgabe löst.

Die Einzelergebnisse der Kriterien sind somit jeweils in den Originaleinheiten als auch in Nutzenwerten vorhanden, und die mit dem spieltheoretischen Algorithmus erhaltenen Ergebnisse lassen sich jederzeit in das zugehörige Szenario zurücktransformieren.

5.1 Vergleich spieltheoretischer Ansatz mit kombinatorischem Ansatz

Mit diesem Beispiel wird anhand einer Gegenüberstellung mit einem kombinatorischen Ansatz der Vorteil des spieltheoretischen Ansatzes gezeigt, der schneller als die Vergleichsmethode konvergiert und zusätzlich einen Weg bietet, aus der Pareto-Menge der Lösungen eine bestimmte Lösung auszuwählen.

Das 110-kV-Netz, welches in Abbildung 5.1 dargestellt ist, wird von zwei 400 MVA-Transformatoren gespeist und hat eine Gesamtbelastung von 334 MVA. Es gibt zwei Aufgaben, die zu lösen sind. Die erste ist die Überlastung der Leitung L67_K1, die als einzige Verbindung zwischen BUS6 und BUS7 arbeitet. Die zweite Aufgabe ist das absehbare Ansteigen der Last an BUS4, was dazu führen wird, dass dort die Knotenspannung unter die erlaubte Spannungsgrenze sinken wird.

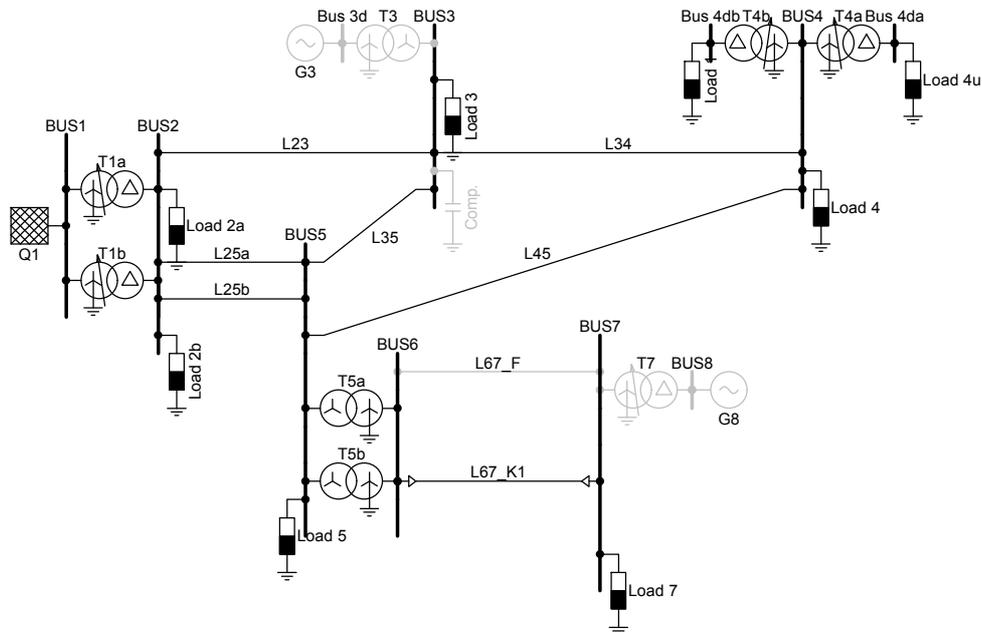


Abbildung 5.1: 110-kV-Beispielnetz

Die erste Aufgabe kann durch die Verlegung einer parallelen Freileitung (grau in Abbildung 5.1) gelöst werden, oder auch durch das Einbinden einer dezentralen Erzeugungseinheit (hier: Windkraftanlage), die auf der 20-kV-Ebene an BUS7 installiert wird. Der Fall einer nur noch zeitweisen höheren Auslastung des Kabels für den Fall von Starklast bei geringer Einspeisung durch die Windkraftanlage tritt im Beispiel so selten auf, dass er zugelassen werden kann.

Die zweite Aufgabe kann durch die Installation einer Kompensationsanlage oder eines Blockheizkraftwerkes gelöst werden, die jeweils an BUS3 installiert werden. Zusätzlich wird untersucht, ob der Transformator T5b abgeschaltet werden kann, um Betriebskosten einzusparen. Somit gibt es für das Netzwerk 5 Strategien, die in Tabelle 5.1 dargestellt sind.

| No. | Strategie | Zeitpunkt |
|-----|--|-----------|
| 0 | Basisszenario | |
| 1 | BUS6 -> BUS 7: parallele Freileitung | (1. J) |
| 2 | BUS 7: Anschluss einer Windkraftanlage | (1. J) |
| 3 | BUS3: Bau einer Kompensationsanlage | (4. J) |
| 4 | BUS3: Bau eines Blockheizkraftwerkes | (4. J) |
| 5 | Abschaltung Transformator T5b | (1. J) |

Tabelle 5.1: Planungsstrategien für das 110-kV-Netzwerk

Es gibt vier Spieler [17], die jeweils ihre Gewinne maximieren möchten. Die Spieler repräsentieren die Planungskriterien Zuverlässigkeit (P1) Wirtschaftlichkeit (P2), Betriebsqualität (P3) und Realisierbarkeit (P4). In diesem Beispiel startet jeder Spieler mit dem Nutzen $u_i(S_1)$ von 0,5 im Basisszenario, lediglich der Realisierungsspieler hat den Nutzenwert 0, da das Netz sich in einem Zustand befindet, der eine sofortige Ausbauplanung verlangt. Für jedes Kriterium werden zunächst die unterschiedlichen Lösungsstrategien durch die in Kapitel 3.5 beschriebenen Methoden berechnet. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden für die Strategien 2 und 4 die Investitionskosten der Windkraftanlage bzw. des Blockheizkraftwerkes nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass diese von externen Betreibern getragen werden und der Netzbetreiber seine Aufgabe gemäß EEG bzw. KWKG-Gesetz wahrnimmt, diese Anlagen an das Netz anzuschließen. Die Betriebskosten und die Investitionskosten für die entsprechenden Transformatoren werden hingegen berücksichtigt.

Wird ein kombinatorischer Lösungsansatz verwendet, so müssen die Berechnungen bezüglich Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit, Betriebsqualität und Realisierbarkeit für sämtliche möglichen Kombinationen durchgeführt werden. Zum Vergleich beider Methoden werden diese Werte ebenfalls durch die Nutzenfunktionen des spieltheoretischen Ansatzes in das standardisierte System transformiert. Im Allgemeinen ist dies nicht notwendig, allerdings verändert diese Transformation das Ergebnis nicht. Werden k Strategien angenommen, durch die man ein Netzwerk verändern kann, so gibt es 2^k mögliche Strategiekombinationen, unabhängig von jeglichen Präferenzen oder Abhängigkeiten. Die berechneten Ergebnisse können in Abbildung 5.2 verglichen werden, wobei einige Kombinationen nicht zugelassen, und

aus dem Grund nicht dargestellt sind. Strategiekombinationen 1-6 sind Einzelstrategien, Kombinationen 7-16 Zweierkombinationen, Nr. 17-26 Dreierkombinationen usw. Die vertikalen Linien markieren diese Gruppen. Das Ergebnis mit dem höchsten globalen Nutzen ist die Kombination aus den Strategien 2 und 3 (= Strategiekombination Nr. 11).

Die Pareto-Menge ergibt sich nach dem Streichen der in Abbildung 5.2 durchkreuzten Strategiekombinationen, die von anderen Kombinationen dominiert werden. Nach Bestimmung der Pareto-Menge ist der kombinatorische Ansatz beendet. Er bietet im Gegensatz zum spieltheoretischen Ansatz keine Möglichkeit, eine bestimmte Lösung aus dieser Pareto-Menge auszuwählen [103], so dass nicht entschieden werden kann, welche Handlungen und Ergebnisse schließlich aus den Berechnungen abzuleiten sind. Dies spiegelt zwar die Komplexität der Aufgabe wider, ist jedoch nicht wünschenswert und somit ein Nachteil dieser Methode.

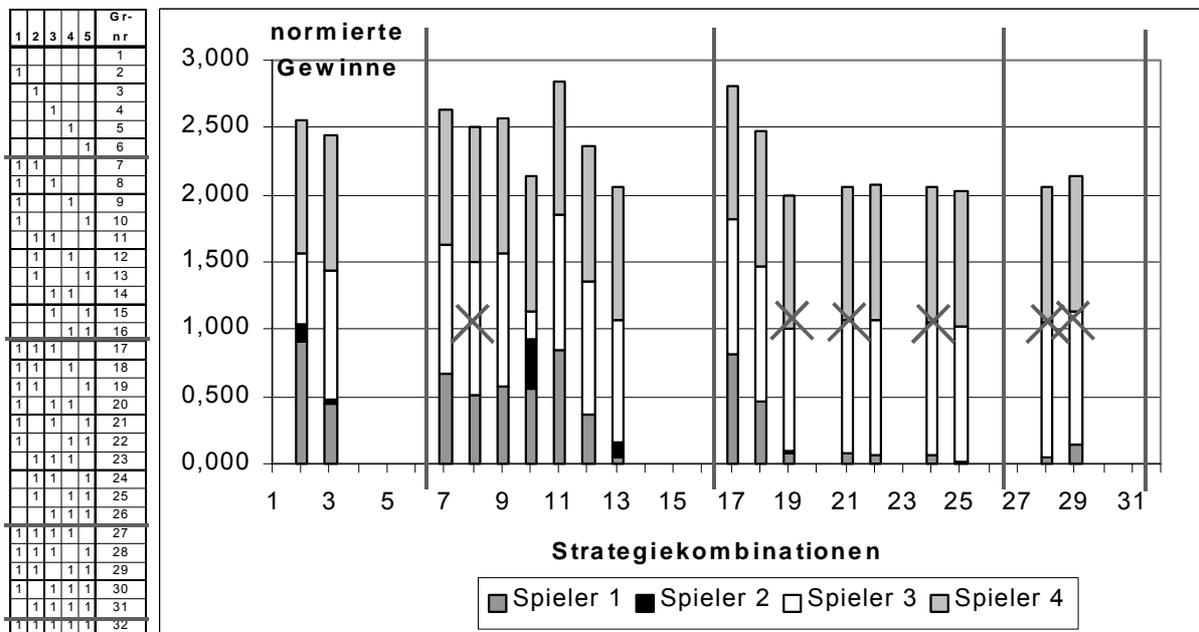


Abbildung 5.2: Ergebnis des kombinatorischen Ansatzes

Der Netzplanungsprozess mit dem spieltheoretischen Ansatz konvergiert bereits nach 3 Runden, nach der die optimale Lösung gefunden ist. Es müssen in diesem Beispiel lediglich 12 der 32 ($=2^5$) möglichen Strategien berechnet werden (unterstrichene Kombinationen in Abbildung 5.3). In der ersten Runde wird entschieden, eine dezentrale Erzeugungseinheit anzuschließen, in der 2. Runde wird entschieden, zusätzlich eine Kompensationsanlage an BUS3 zu installieren. Weitere Berechnungen ergeben keine allgemeine Verbesserung mehr, insofern bricht der Algorithmus während der 3. Runde ab.

Die Gesamtverbesserung wird durch die globale Nutzenfunktion kontrolliert. Die Ergebnisse des spieltheoretischen Ansatzes sind der Übersichtlichkeit wegen zusammen mit den durch den kombinatorischen Ansatz berechneten Pareto-Lösungen in Abbildung 5.3 dargestellt. Mit dem spieltheoretischen Ansatz wird zwar nicht die vollständige Pareto-Menge berechnet, was auch nicht Ziel des Lösungsweges ist, sondern eine bestimmte Lösung, die jedoch in der Pareto-Menge enthalten ist. Dies ist ein wesentlicher Vorteil der Methode.

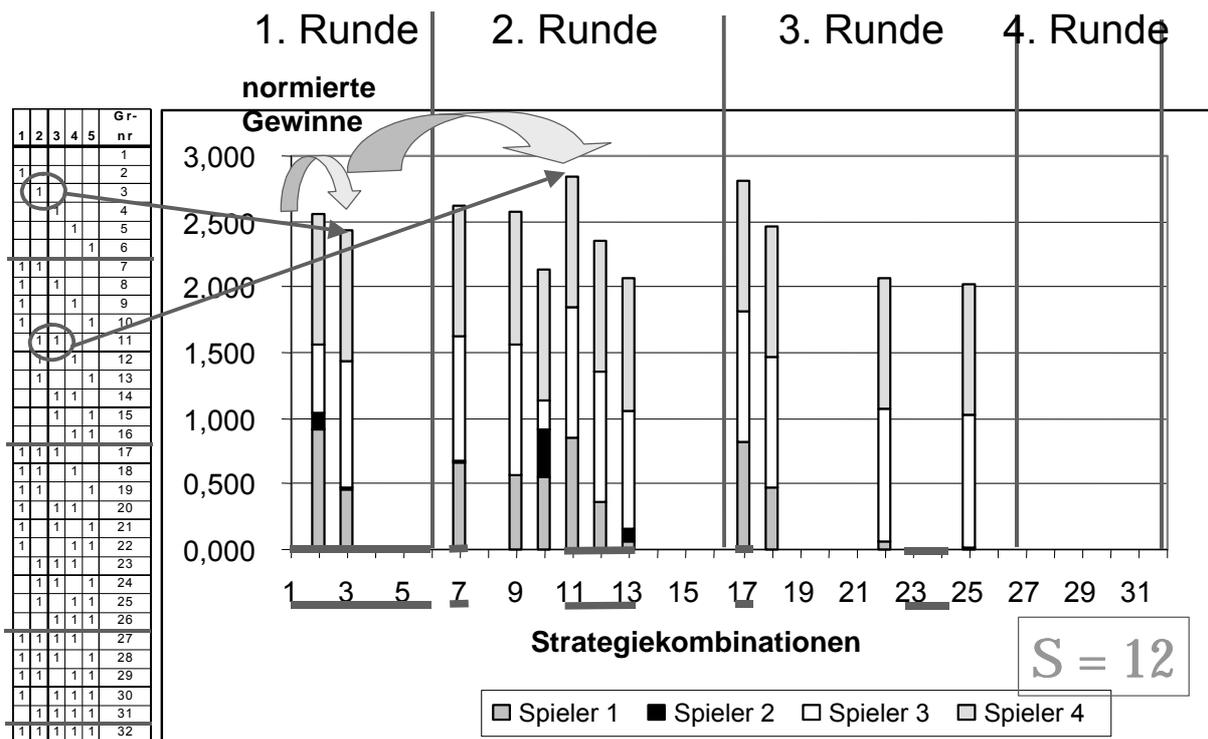


Abbildung 5.3: Darstellung des spieltheoretischen Ansatzes als Teilmenge der Pareto-Menge

Wird vom Realisierungsspieler abgesehen, dessen Nutzenwert per Definition 1 betragen muss, so tragen Spieler P1 und P3 den größten Nutzen von der berechneten Lösung davon, wohingegen Spieler P2 ein schwaches Kriterium repräsentiert und sich gegenüber dem Basisszenario eher verschlechtert hat. Dies bedeutet, dass er im Planungsbeispiel keine guten Strategien vorgeschlagen hat (Tabelle 5.2). In [96] wird gezeigt, dass das Ergebnis sich erst bei einer subjektiv eingeführten übermäßigen Gewichtung einzelner Spieler ändert, ansonsten jedoch stabil gegenüber Gewichtungen ist.

| | P1 | P2 | P3 | P4 |
|---------------|-------|----|-------|----|
| Nutzen | 0,845 | 0 | 0,999 | 1 |

Tabelle 5.2: Nutzenwerte am Spielende

Bei diesem Beispiel sind Stromverkaufseinnahmen aus dezentralen Erzeugungseinheiten, durch die der Wirtschaftlichkeitsspieler gegenüber dem Ausgangsszenario seinen Nutzen verbessern könnte, nicht berücksichtigt. Eine detailliertere Berechnung und entsprechende Berücksichtigung dieser Einnahmen wird im nächsten Beispiel vorgenommen. Die einzige Strategie, durch die der Wirtschaftlichkeitsspieler in diesem Beispiel größere Nutzenwerte als im Basisszenario erlangen kann, ist die Abschaltung des Transformators, die jedoch nicht zur Anwendung kommt; alle anderen Strategien verursachen Kosten, was von ihm negativ bewertet wird, und zu seinem schlechten Nutzenwert führt.

Die Wertigkeit der einzelnen Spieler für die Koalitionsbildung kann im Allgemeinen durch die Berechnung des Shapley-Index verifiziert werden. Soll der Shapley-Index der Spieler P1, P2 und P3 für das Endergebnis gemäß Tabelle 5.2 berechnet werden, so wird das Spiel angesichts des Ergebnisses des Wirtschaftlichkeitsspielers auf ein 2-Personenspiel zurückgeführt. Für 2-Personenspiele ist die Berechnung des Shapley-Index jedoch weder definiert noch sinnvoll. Der Einfluss der Einzelspieler kann in dem Fall direkt aus ihren Nutzenwerten abgelesen werden, eine Koalitionsbildung zum Erlangen der einfachen Mehrheit ist nicht notwendig. Die Nutzenwerte deuten an, dass um ein besseres Ergebnis für den Wirtschaftlichkeitsspieler zu erzielen, entweder der Planungsprozess mit entsprechend veränderten Strategien wiederholt werden sollte, wie es in Abbildung 3.3 dargestellt ist, oder der Ausgleichsspieler zu beteiligen ist.

Wird für dieses Beispiel der in Kapitel 4.1.2 beschriebene Ausgleichsspieler am Netzplanungsprozess beteiligt, führt dies zu einem veränderten Ergebnis. Es wird eine Kombination aus Strategie 1 und 5 gewählt (= Strategiekombination Nr. 10 in Abbildung 5.3), das bedeutet den Bau einer parallelen Freileitung sowie die Abschaltung des Transformators T5b. Abbildung 5.3 zeigt, dass bei dieser Strategiekombination Nr. 10 die Unterschiede der Nutzenwerte im Vergleich zu allen anderen Kombinationen am geringsten sind. Somit ist die Aufgabe des Spielers in dem Fall erfüllt; er sorgt für ein ausgeglichenes Verhältnis der Nutzenwerte, mindert in diesem Fall jedoch den globalen Nutzen. Dennoch befindet sich auch diese Lösung in der Pareto-Menge, stellt also eine effiziente Lösung dar. In Tabelle 5.3 sind die Nutzenwerte des Spieles mit Ausgleichsspieler am Spielende abzulesen.

| | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nutzen | 0,560 | 0,363 | 0,212 | 1.000 | 1,652 |

Tabelle 5.3: Nutzenwerte am Spielende mit Ausgleichsspieler

Wird der Shapley-Index gemäß Gleichung (4-3) wiederum ohne Berücksichtigung des Realisierungsspielers berechnet, ergibt sich: $\phi_i[v] = \left(\frac{1}{3}, \frac{1}{3}, 0, \frac{1}{3}\right)$. Für den Ausgleichsspieler gehen nur die Nachkommastellen in die Berechnung ein, da der Wert vor dem Komma durch die Konstante K in Gleichung (4-2) bestimmt wird und lediglich für den Ablauf des Lösungsalgorithmus von Bedeutung ist, für eine Bewertung mit einem Machtindex jedoch unerheblich bleibt. Alle Spieler beeinflussen gleichermaßen das Ergebnis, lediglich der Betriebsqualitätsspieler hat keinen Einfluss. Der Bau der Freileitung führt zu erhöhten Netzverlusten, die bei ihm eine Verringerung der Nutzenwerte bedeuten. Diese Nutzenwerte sind zu gering, um einen sichtbaren Beitrag zur Bildung einer Gewinnkoalition zu leisten, bzw. es findet durch sein Verlassen einer Gewinnkoalition kein Übergang derselben zu einer Verlustkoalition statt.

5.2 Netzoptimierungsrechnungen in einem Verteilungsnetz

Eine weitere Untersuchung befasst sich mit der Ausbauplanung eines 10-kV-Verteilungsnetzes im städtischen Raum mit einer hohen Lastdichte. Die Lasten bestehen aus einer Mischung von Industrie-, Gewerbe- und Wohngebieten. Es wird die Anbindung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie stochastischen Einspeisern analysiert. Für diese Untersuchungen werden die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen dynamischen Modelle der dezentralen Erzeuger BHKW, Brennstoffzelle und Photovoltaikanlage verwendet. Es wird ein konventioneller Netzausbau der Einbindung dezentraler Erzeugung gegenübergestellt.

In Abbildung 5.4 ist das Ausgangsnetzwerk dargestellt. Das Ausgangsnetzwerk hat eine Belastung von 26,7 MW und wird über zwei 31,5 MVA-Transformatoren aus dem übergeordneten 110-kV-Netz gespeist. Die Nachbildung der Lasten und Erzeuger erfolgt über unterschiedliche Lastprofile bzw. Erzeugungsganglinien, vgl. Tabelle 4.2, Abbildung 4.3 bzw. Tabelle 5.4.

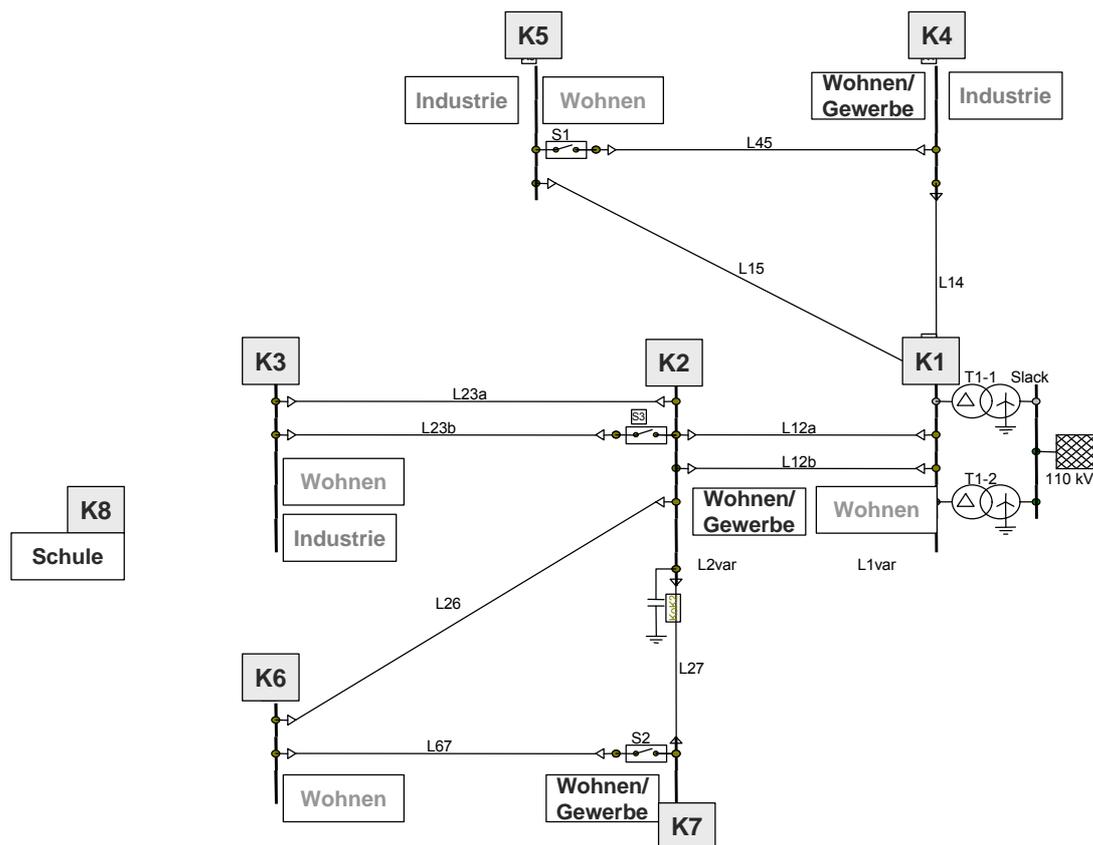
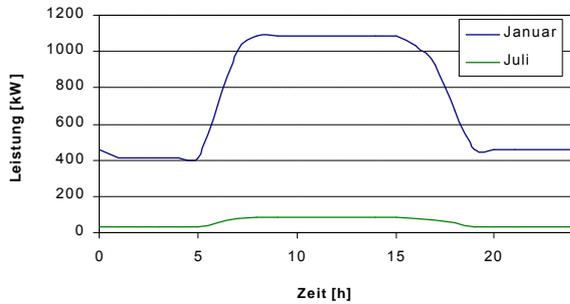
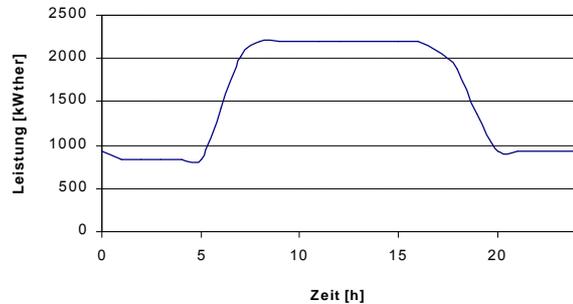


Abbildung 5.4: Mittelspannungs-Ausgangsnetzwerk

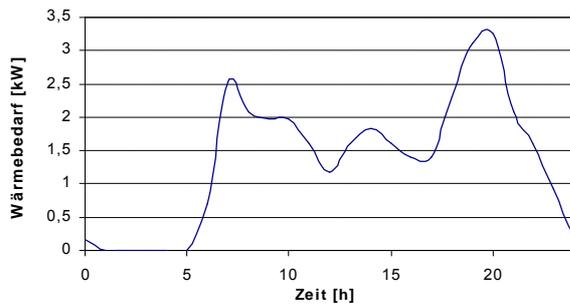
Wärmebedarf Schule und Sporteinrichtung an K8 (BHKW)
Leistungsbedarf



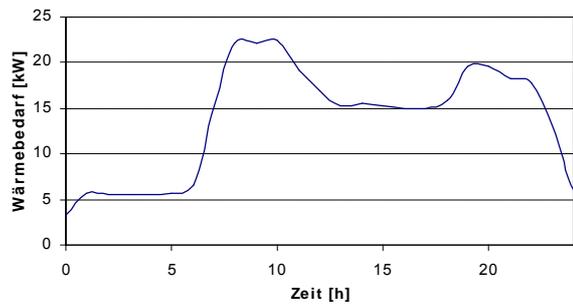
Prozesswärmebedarf Industriebetrieb an K5
Leistungsbedarf



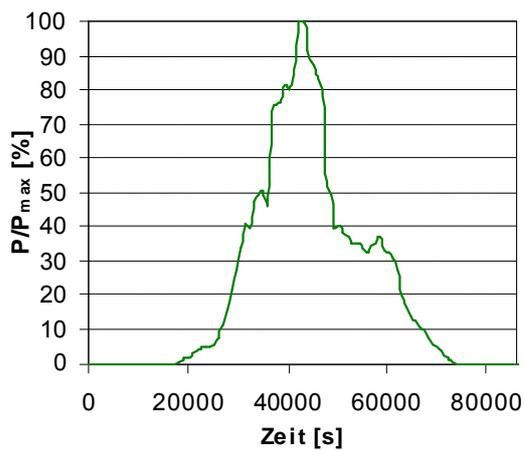
Brennstoffzelle, Sommertag
Wärmebedarf



Brennstoffzelle, Wintertag
Wärmebedarf



Photovoltaikanlage, Sommertag



Photovoltaikanlage, Wintertag

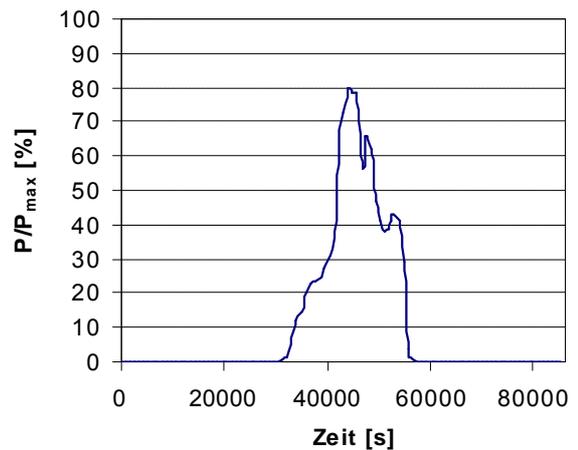


Tabelle 5.4: Ganglinien von Lasten und Erzeugern

5.2.1 Entwicklungen im Netz und Lösungsstrategien

Die Planung des Netzes erstreckt sich bezüglich der Maßnahmen über einen Zeithorizont von 5 Jahren. Die Wirtschaftlichkeit der Betriebsmittel wird dennoch über einen längerfristigen Nutzungszeitraum berechnet, wobei auch individuell verschiedene Nutzungsdauern der Betriebsmittel gemäß AfA-Tabelle (Tabelle 3.1) und daraus folgende Reinvestitionsnotwendigkeiten berücksichtigt sind. Im betrachteten Netz (Abbildung 5.4) werden einige Entwicklungen stattfinden, die eine Ausbauplanung für das Netz erfordern.

Während eines Zeitraumes von 5 Jahren wird kontinuierlich ein Wohn- und Gewerbegebiet an K3 gebaut werden bei möglicher gleichzeitiger Integration von vielen verteilten dezentralen Erzeugern wie Brennstoffzellenheizgeräten und Photovoltaikanlagen in Wohnhäusern und Gewerbebetrieben. Die Lastzunahme wird zu einer Überlastung der Kabel L12a, L12b und L23a sowie einer Spannungsbandunterschreitung an K3 führen. Darüber hinaus fällt das Kabel L23b aus. Es hat aufgrund bisheriger Erfahrungen mit Instandhaltungsstrategien ein Alter erreicht, an dem es auszutauschen wäre. Diesbezüglich ist zu untersuchen, ob ein Ersatz notwendig ist, oder ob das (n-1)-Kriterium aufgegeben werden kann, um Kosten zu sparen.

Eine weitere Planungsaufgabe bezieht sich auf den Bau einer Schule mit Sporteinrichtung (K8), die nach 2 Jahren fertig gestellt sein wird. Gesucht ist der Ort ihrer Anbindung (K3 oder K6), und es ist auch hier zu untersuchen, ob der Einsatz eines BHKW von Vorteil ist.

Während des Planungszeitraumes wird weiterhin eine kontinuierliche Lastverschiebung der Industrielast von K4 zu K5 stattfinden bei deren gleichzeitigem Lastanstieg um 1 % pro Jahr. Es ist zu untersuchen, wie die Kundenanforderung dieses Betriebes nach einem definierten Zuverlässigkeitsniveau am Knoten K5 sichergestellt werden kann. In diesem Zusammenhang wird überprüft, ob der Einsatz eines zusätzlichen BHKW an K5 sinnvoll ist.

Es werden 10 Lösungsstrategien vorgeschlagen, aus denen die beste Kombination herauszufinden ist (vgl. Tabelle 5.5).

Die Strategievorschläge repräsentieren in verschiedener Hinsicht die veränderten Randbedingungen des liberalisierten Energiemarktes: Der Einbau dezentraler Erzeugungseinheiten wird zur Lösung von Netzaufgaben vorgeschlagen; das in Kapitel 4.3.2 vorgestellte Contracting-Modell ist bezüglich der zu untersuchenden Einbindung der Blockheizkraftwerke bzw. Brennstoffzellenheizgeräte enthalten, und gesetzlich vorgesehene (degressive) Fördermöglichkeiten gemäß des Erneuerbare Energien-Gesetzes [28] und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes [29] werden bei

der Berechnung der Wirtschaftlichkeit entsprechend berücksichtigt. Die Berechnung der Kosten beinhaltet außerdem die Kosten für die Installation eines dezentralen Energiemanagementsystems, so dass im Neubaugebiet die Brennstoffzellenheizgeräte als virtuelles Kraftwerk gefahren werden können. Ebenso sind Anforderungen von Kundenwünschen in der Aufgabenstellung der Planung enthalten.

| Nr. | Strategie | Zeitpunkt |
|-----------------|--|-------------------------------|
| S _{A1} | Verlegung eines Kabels von K1 nach K3 | sofortige Maßnahme |
| S _{A2} | Verlegung eines Kabels von K3 nach K5 | sofortige Maßnahme |
| S _{A3} | Anschluss von Brennstoffzellenheizgeräten und Photovoltaikanlagen an K3 bei gleichzeitigem Anschluss einer Kompensationsanlage an K3 | gestaffelt mit Bau der Häuser |
| S _{B1} | Verlegung einer Freileitung von K6 nach K8 bei gleichzeitiger Kompensation an K6 | nach 2 Jahren |
| S _{B2} | Verlegung eines Kabels von K3 nach K8 bei gleichzeitiger Kompensation an K3 | nach 2 Jahren |
| S _{B3} | Verlegung eines Kabels von K6 nach K8 bei gleichzeitigem Anschluss eines BHKW an K8 | nach 2 Jahren |
| S _{B4} | Verlegung eines Kabels von K3 nach K8 bei gleichzeitigem Anschluss eines BHKW an K8 | nach 2 Jahren |
| S _{C1} | Verlegung eines parallelen Kabels von K1 nach K5 | sofortige Maßnahme |
| S _{C3} | Kompensation an K5 | sofortige Maßnahme |
| S _{C4} | Anschluss eines Blockheizkraftwerkes an K5 | sofortige Maßnahme |

Tabelle 5.5: Ausbaustrategien für das Mittelspannungsnetz

Die Vorschläge berücksichtigen durch Betrachtung der Lastentwicklung der einzelnen Jahre jeweils den spätesten Zeitpunkt, zu dem eine Maßnahme aus technischen Gründen getroffen werden muss. Dabei wird das Netz dynamisch untersucht, da sich die Stromerzeugung einiger Entwicklungsstrategien an dem Wärmeenergiebedarf orientiert und auch stochastische Erzeugungseinheiten vorgesehen sind. Dadurch sind Fälle maximaler Last und minimaler Erzeugung bzw. umgekehrte Fälle in der Betrachtung enthalten und die Planung orientiert sich nicht mehr ausschließlich an den zu erwartenden Lastmaxima. Um Erzeugungsschwankungen über den Jahresverlauf zu berücksichtigen, werden jeweils Daten für einen Sommertag bzw. einen Wintertag im Stundenrhythmus verrechnet, vgl. Tabelle 4.2 und Tabelle 5.4. Die Kosten der alternativen Vorschläge werden anhand [86], [79] berechnet.

5.2.2 Optimierungsrechnungen

Zunächst wird die Parametrierung des Realisierbarkeitskriteriums (P4) für jede Strategie vorgenommen. Die Strategien $S_{A1} - S_{A3}$ lösen jeweils einzeln die Überlastung der Kabel sowie die Spannungsbandunterschreitung am Knoten K3. Die Strategien $S_{B1} - S_{B4}$ integrieren jeweils einzeln den Knoten K8 ins Netz und die Strategien $S_{C1} - S_{C4}$ senken jeweils einzeln die Defizitenergie am Knoten K5 in vom Kunden gewünschter Weise. Somit liefert jede Strategie einen Beitrag zur Lösung der Netzprobleme, keine kann jedoch allein das Netz in einen realisierbaren Zustand versetzen. Aus diesem Grund werden alle Strategien mit der in Kapitel 3.4 definierten partiellen Realisierbarkeit 0,01 bewertet. Die charakteristischen Daten der anderen Kriterien werden analog der in Kapitel 3.5 beschriebenen Verfahren berechnet und mit Hilfe der Nutzenfunktionen in das standardisierte System transformiert. Die Spieler repräsentieren wie beim vorherigen Beispiel die Planungskriterien Zuverlässigkeit (P1) Wirtschaftlichkeit (P2), Betriebsqualität (P3) und Realisierbarkeit (P4).

Runde 1

Der globale Nutzen verbessert sich gegenüber dem Basisnetzwerk für alle Strategien. Dominanter Spieler ist der Betriebsqualitätsspieler, seine beste Strategie (S_{A1}) bildet die Basis für die 2. Runde, d.h. es wird ein Kabel von K1 zu K3 verlegt.

Runde 2

Die Überlastung der Leitungen L12a, L12b und L23 ist bereits behoben, insofern wird die Realisierbarkeit der Strategien S_{A2} und S_{A3} mit 0 bewertet, die anderen Strategien behalten ihren Nutzenwert von 0,01. Der globale Nutzen verbessert sich für die Strategien S_{C4} , S_{B3} und S_{B4} , wobei der Wirtschaftlichkeitsspieler dominanter Spieler ist und somit die Strategie S_{C4} (Bau eines BHKW an K5) in Kombination mit S_{A1} aus der Vorrunde die Basis für die nächste Runde bildet.

Runde 3

Die Strategien S_{C1} und S_{C3} werden jetzt ebenfalls als nicht realisierbar bewertet, da der Knoten 8 noch nicht in das Netz eingebunden ist und diese Strategien keinen Beitrag dazu leisten. Strategien, die diese Planungsaufgabe behandeln ($S_{B1} - S_{B4}$), bekommen den Nutzenwert 1, da sie das Gesamtnetz in einen realisierbaren Zustand versetzen.

Die Berechnungen ergeben, dass die Strategien S_{B3} und S_{B4} den globalen Nutzen verbessern, die Spieler Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit sind gleichgewichtig, insofern wird die Strategie mit dem absolut höchsten Nutzen (Wirtschaftlichkeitsspieler) S_{B4} (BHKW an K8, Kabel von K3 zu K8) vom Lösungsalgorithmus ausgewählt.

Runde 4 und 5

In diesen Runden werden alle verbleibenden, d.h. auch die in den Vorrunden vorübergehend ausgeschlossenen Strategien als realisierbar bewertet, um herauszufinden, ob eine Kombination mit dem bisherigen Ergebnis eine weitere Verbesserung für das Netz bedeutet. In Runde 4 bestimmen die Spieler Betriebsqualität und Zuverlässigkeit gleichermaßen das Ergebnis, Strategie S_{A3} (Bau von Brennstoffzellenheizgeräten und Photovoltaikanlagen bei Kompensation an K3) wird vom Betriebsqualitätsspieler ausgewählt. In der 5. Runde schließlich bricht der Lösungsalgorithmus ab, da keine Verbesserung des globalen Nutzens mehr erfolgt.

Tabelle 5.6 zeigt die Entwicklung der Nutzenwerte der einzelnen Spieler, ohne die Produktbildung mit dem Realisierungsspieler zu berücksichtigen. Das Produkt ist nur für den Ablauf des Algorithmus notwendig, nicht jedoch für die Beurteilung der Nutzenentwicklung.

| beste Strategie | Beschreibung | P1 | P2 | P3 | \emptyset |
|-----------------------|---|-------|-------|-------|-------------|
| Basis | Netzwerk vor der Optimierung | 0,500 | 0,500 | 0,500 | 0,500 |
| S_{A1} | Kabel von K1-K2 und K2-K3 | 0,989 | 0,253 | 0,999 | 0,747 |
| S_{C4} | Bau eines BHKW an K5 | 0,992 | 0,994 | 0,999 | 0,995 |
| S_{B4} | Anschluss K8 an K3, BHKW an K8 | 0,992 | 0,997 | 0,999 | 0,996 |
| S_{A3} | Bau von BZHG, PV-Anlagen und einer Kompensation an K3 | 0,995 | 0,996 | 1,000 | 0,997 |

Tabelle 5.6: Entwicklung der Nutzen der Spieler

Der Ablauf des Algorithmus für die Runden 2 – 4 ist in Abbildung 5.5 grafisch veranschaulicht. Auf den drei Achsen ist der Nutzen der drei Spieler abgetragen. Um die kleinen Nutzenunterschiede sichtbar zu machen, sind die Achsen zwischen 0,99 und 1 skaliert. Als Grundlage dienen die Daten aus Tabelle 5.6.

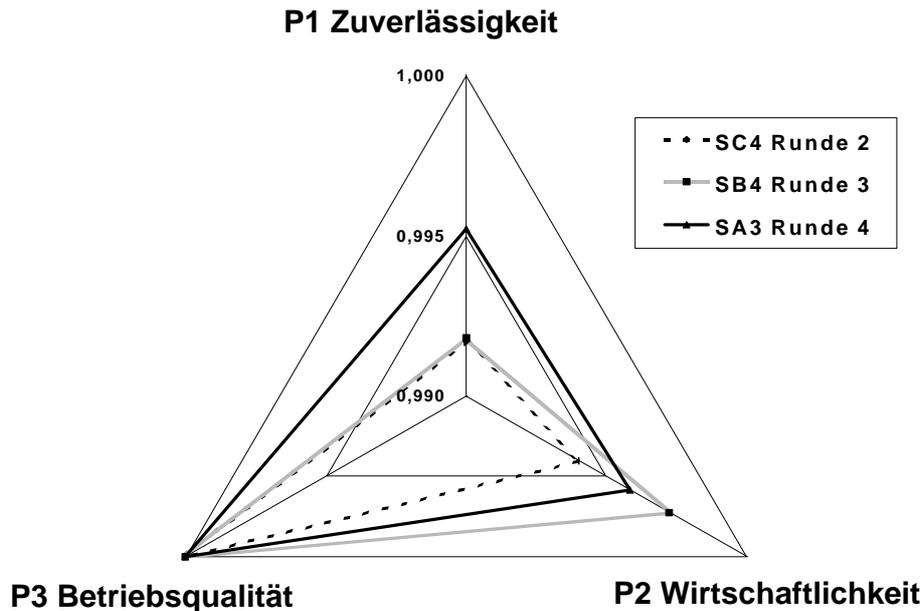


Abbildung 5.5: Grafische Darstellung des Verlaufs der Optimierung Runde 2 – 4

Ausgehend von Runde 2 als Basisszenario wird in Runde 3 die Strategie S_{B4} vom Wirtschaftlichkeitsspieler gewählt. Deutlich ist die Verbesserung seines Nutzens zu erkennen, obwohl das absolute Maximum des Nutzens beim Betriebsqualitätsspieler liegt. In Runde 4 wird Strategie S_{A3} aufgrund des Betriebsqualitätsspielers gewählt. Da eine Strategie nur bei Verbesserung des globalen Nutzens gewählt werden kann, ist hier die Verschlechterung des Wirtschaftlichkeitsspielers kleiner als die Summe der Verbesserungen der anderen beiden Spieler.

In Abbildung 5.6 ist die Entwicklung der Auszahlungen aller Spieler in anderer Form, dargestellt. Das Verfahren konvergiert schnell, und im Verlauf der Optimierung (dominante Spieler der Einzelrunden: P3; P2; P2; P3) gewinnt nicht unbedingt derjenige Spieler eine Runde, der von allen Spielern das beste Ergebnis erzielt, sondern es kann durchaus ein Spieler die nächste Runde bestimmen, dessen Ergebnis sich im Vergleich zu einem anderen Spieler in geringerem Maße als dieser verbessert hat. Der Grund dafür ist im Ziel des Spieles zu suchen, den besten Kompromiss für alle Spieler zu finden. Während der Optimierung ist es infolgedessen auch möglich, dass manche Spieler zwischenzeitlich Verluste hinnehmen müssen, vgl. Abbildung 5.6, was in kooperativen Spielen zugelassen ist. Der Wert der globalen Nutzenfunktion steigt jedoch beständig, woran gesehen werden kann, dass das Ergebnis insgesamt gesehen sich stetig verbessert und die globale Nutzenfunktion die Konvergenz stabilisiert.

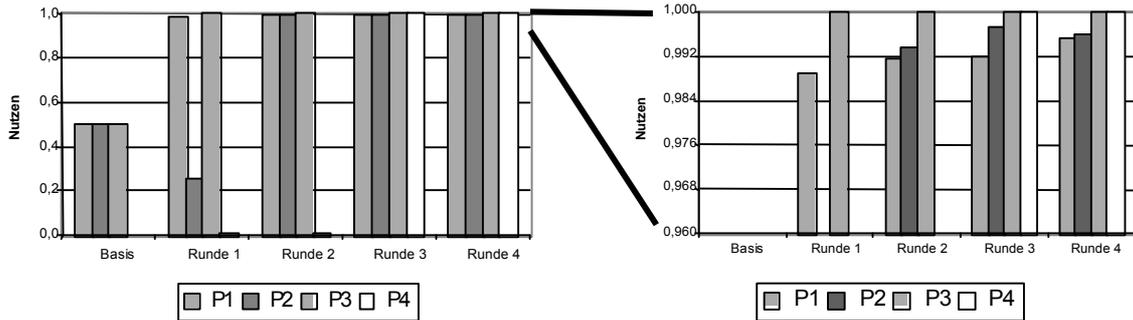


Abbildung 5.6: Nutzenentwicklung der Spieler
a) vollständiger Nutzen b) Zoom

Wird der Shapley-Index gemäß Gleichung (4-3) ohne Berücksichtigung des Realisierungsspielers berechnet, beträgt er $\varphi_i[v] = \left(\frac{1}{3}, \frac{1}{3}, \frac{1}{3}, / \right)$. Er zeigt, dass der Einfluss der Spieler P1 ... P3 gleich groß ist. Eine Wiederholung des Planungsprozesses mit neuen Strategien oder die Beteiligung des Ausgleichsspielers ist für dieses Beispiel nicht notwendig.

Berechnungen für das Ergebnisnetzwerk werden unter Einbindung der dynamischen Modelle in den Abbildung 5.7 bis Abbildung 5.10 dargestellt. Zunächst sind die Einspeisungen der dezentralen Erzeuger in Abbildung 5.7 dargestellt. Es sind dezentrale Erzeuger in der Größenordnung von 6 % der Maximallast im Netz installiert.

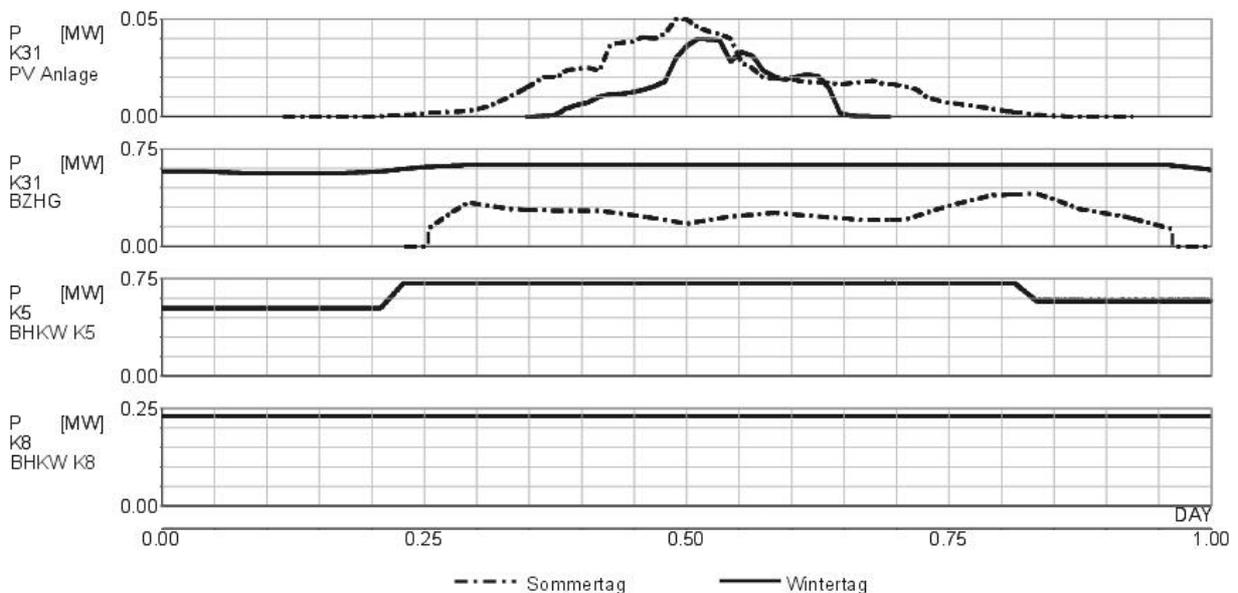


Abbildung 5.7: Einspeiseleistungen der dezentralen Erzeuger (Sommerstag und Wintertag)

In Abbildung 5.8 und Abbildung 5.9 sind die Belastungen der Leitungen bzw. Transformatoren der Anfangskonfiguration denen des Ergebnisszenarios jeweils für einen Sommertag bzw. einen Wintertag gegenübergestellt. Die achsenparallelen Kurven markieren den thermischen Grenzstrom.

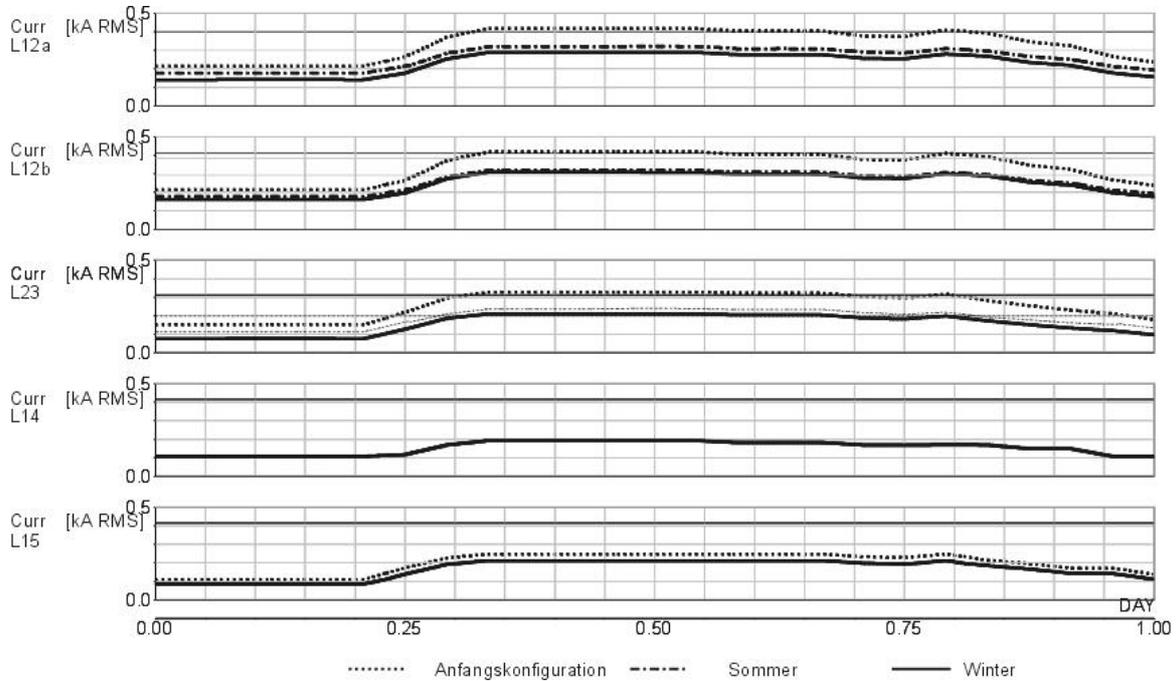


Abbildung 5.8: Vergleich der Betriebsmittelauslastung

Bei L14 gibt es keine Veränderung, insofern ist nur eine Kurve sichtbar. Bei L15 gibt es keinen Unterschied zwischen Sommer und Wintertag, da dieses BHKW jahreszeitunabhängig fährt.

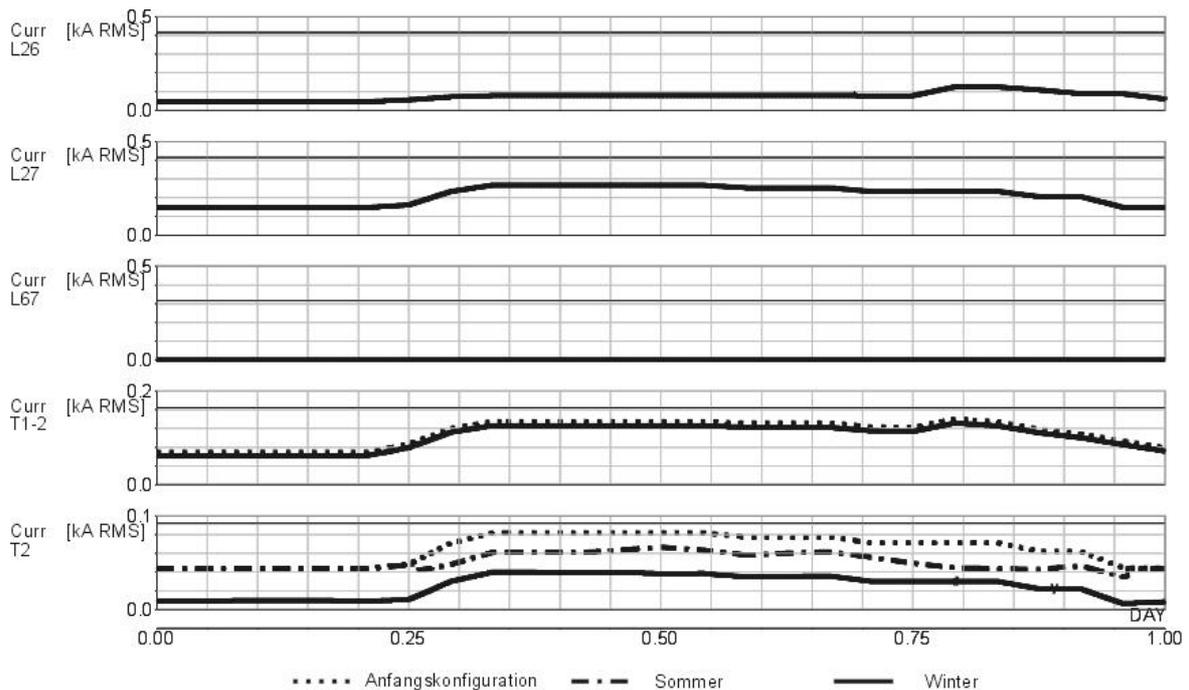


Abbildung 5.9: Vergleich der Betriebsmittelauslastung

Die Überlastung der Kabel L12a, L12b und L23 in der Ausgangskonfiguration ist in Abbildung 5.8 deutlich zu erkennen. Die Ergebniskonfiguration führt zu Verbesserungen. Diese sind sowohl auf die neue Kabelverbindung zwischen den Knoten K1 und K3 zurückzuführen, zum anderen decken die dezentralen Erzeuger am Knoten K3 einen Teil der Last an diesem Knoten. Auch die Belastung des Kabels L15 geht aufgrund der Einspeisung aus dem BHKW am Knoten K5 zurück.

Ein Vergleich der Auslastung des Transformators zwischen Knoten K3 und dem dort gebauten Wohngebiet (T2 in Abbildung 5.9) zeigt, dass die dezentralen Erzeuger an Knoten K3 zu einer deutlichen Entlastung während der Zeiten hohen Energiebedarfs führen.

Auch die Belastung des Einspeisetransformators T1-2 sinkt geringfügig (Abbildung 5.9). Der Anteil der dezentralen Erzeuger im Gesamtnetz ist mit 6 % zu niedrig, um eine nennenswerte Entlastung des Einspeisetransformators aus dem 110-kV-Netz herbeizuführen.

Für die Spannungen findet sich die entsprechende Gegenüberstellung in Abbildung 5.10.

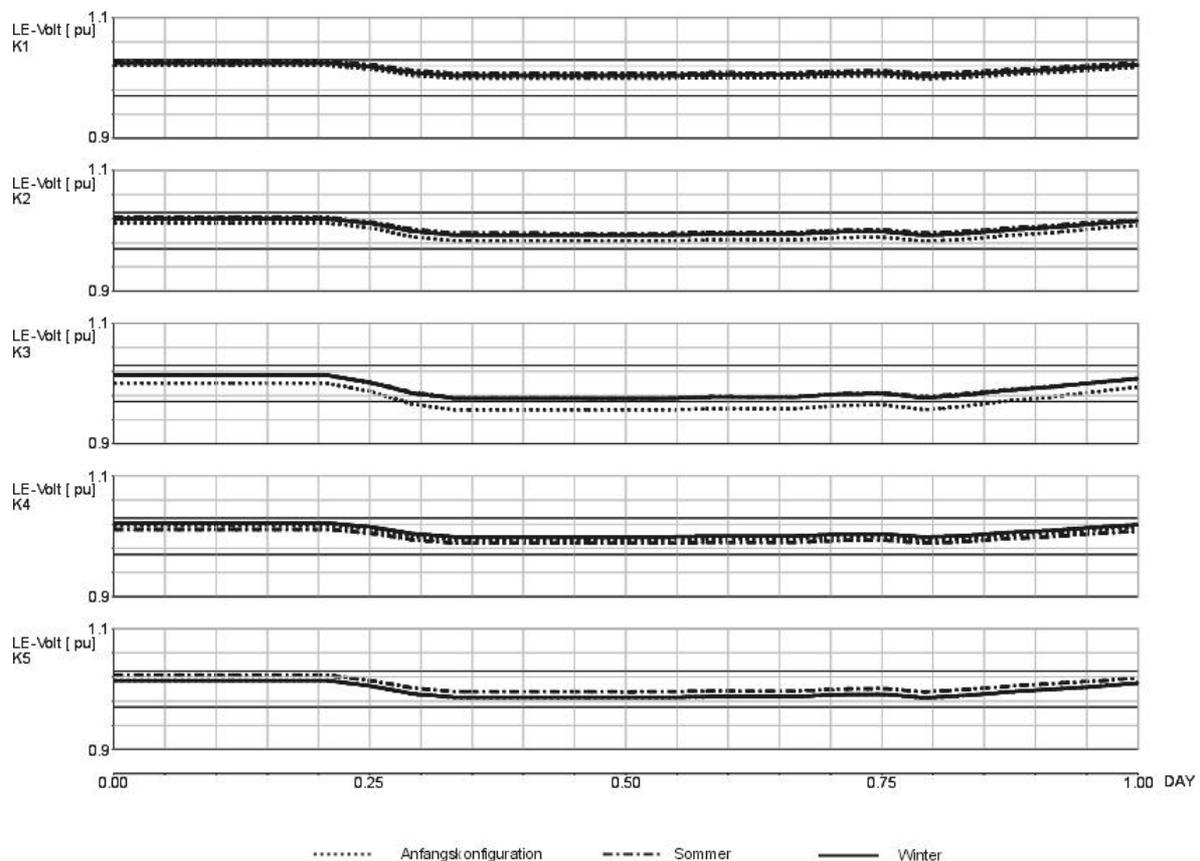


Abbildung 5.10: Vergleich der Knotenspannungen

Das für das Beispiel vorgeschriebene Spannungsband von $\pm 3\%$ wird in der Ausgangskonfiguration am Knoten K3 unterschritten. In der Ergebniskonfiguration ist die Spannungsqualität an allen Knoten verbessert, es wird ein engeres Spannungsband eingehalten. Dabei verbessert sich die Spannungsqualität an einem Wintertag aufgrund der hohen Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten im Vergleich zu einem Sommertag nochmals.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass das Ergebnis sich aus einer Mischung von konventionellem Netzausbau wie auch der Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten zusammensetzt. Der Anteil der dezentralen Erzeugung macht 6 % der Gesamtlast aus. Die Betriebsmittelbelastung wie auch der Wert der Defizitenergie für das 10-kV-Verteilungsnetz gehen zurück. Durch den Stromverkauf aus den dezentralen Erzeugern kann auch unter Berücksichtigung von Betriebskosten für Instandhaltung, Personal / Verwaltung und Brennstoffkosten sowie degressiver Förderung gemäß KWK-Gesetz ein erheblicher finanzieller Gewinn (=4,35 ct/kWh für Strom aus Brennstoffzellenheizgeräten bzw. 4,98 ct/kWh für Strom aus Blockheizkraftwerken bezogen auf das 1. Jahr) erwirtschaftet werden [86].

5.2.3 Sensitivität der Ergebnisse

Die in Kapitel 5.2.2 gefundene optimale Lösung soll im Folgenden rundenweise bezüglich ihrer Sensitivität auf Änderungen der Eingangsdaten untersucht werden.

Variation aller Kriterien

Folgende Variationen werden untersucht:

1. Wechsel der Strategie des dominanten Spielers: Es werden die Daten der Strategie, welche die kleinste Differenz zur gewählten Strategie hat, so verändert, dass ein Entscheidungswechsel stattfindet.
2. Wechsel des dominanten Spielers: Es wird ein Kriterium so verändert, dass ein anderer Spieler dominiert und seine Strategie sich durchsetzt.
3. Globaler Nutzen: Es wird der globale Nutzen einer Strategie soweit angehoben, dass diese Strategie mit in der Auswahl berücksichtigt wird und ein anderer Spieler als im unmanipulierten Spiel dadurch dominant wird.

1. Runde

In der ersten Runde haben alle Spieler die gleiche Anzahl an Verbesserungen, da jede Strategie im Vergleich zum Basisszenario partiell realisierbar ist. Der Spieler Betriebsqualität hat den höchsten Nutzen, er wählt Strategie S_{A1} . Die Strategie mit dem zweithöchsten Nutzen ist Strategie S_{A2} . Die Länge der Kabelverbindung von K5 zu K3 wird nun soweit reduziert, dass die Strategie S_{A2} (Kabel von K3 zu K5) den höchsten Nutzen bekommt. Hierzu wäre eine Reduktion der Kabellänge um 40 % erforderlich.

2. Runde

In Runde zwei bestimmt der dominante Wirtschaftlichkeitsspieler die Strategie S_{C4} . Die Strategie mit dem zweithöchsten Nutzen ist die Strategie S_{B4} . Die Investitions- und Betriebskosten werden nun soweit reduziert, dass Strategie S_{B4} gewählt wird. Dies erfolgt bei einer Reduktion um 73 %, das bedeutet, dass die Investitionskosten entsprechend reduziert werden müssten oder der Gewinn aus dem Stromverkauf entsprechend ansteigen müsste.

3. Runde

In der dritten Runde sind die Spieler Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit gleichgewichtig, der Spieler Wirtschaftlichkeit bestimmt durch das absolute Maximum die Auswahl der Strategie S_{B4} . Inhalt von ihr sowie der zu ihr konkurrierenden Strategie S_{B3} ist jeweils die Auswahl eines Anschlussknotens für K8 an K3 oder K6. Die Kosten der Strategien unterscheiden sich einzig durch die Kosten für das Verbindungskabel. Damit entscheidet der Abstand zwischen K8 und den beiden Anschlusspunkten über die auszuwählende Strategie.

Eine weitere Möglichkeit, einen Wechsel von S_{B4} zu S_{B3} zu erreichen, ist durch Verbesserung des Zuverlässigkeitswertes gegeben. Hierfür ist der Wert für die Zuverlässigkeit von S_{B3} soweit zu verbessern, dass ihr Nutzen ein absolutes Maximum darstellt. Hierzu müsste sich die Defizitenergie um 54 % reduzieren.

Auch durch das Anheben des globalen Nutzens der Strategie S_{B2} könnte ebenfalls ein Wechsel von S_{B4} zu S_{B3} stattfinden. Der Zuverlässigkeitsspieler bekommt dadurch die meisten Verbesserungen und wählt Strategie S_{B3} . Dieser Wechsel würde eine Reduktion der Investitions- und Betriebskosten für S_{B2} um 88 % erfordern.

4. Runde

In Runde vier sind die Spieler Zuverlässigkeit und Betriebsqualität gleichgewichtig, die Strategie S_{A3} wird aufgrund des absoluten Maximums vom Betriebsqualitätsspieler bestimmt. Den zweithöchsten Nutzen hat die Strategie S_{A2} . Eine Reduktion der Länge der Kabelverbindung zwischen K5 und K3 um 3,3 % würde ausreichen, damit Strategie S_{A2} der Strategie S_{A3} vorgezogen wird. Ein

Wechsel kann ebenfalls durch die Verschlechterung der Betriebsqualität von S_{A3} bewirkt werden. Hierzu würde eine Reduktion der Blindleistung der Kompensationsanlage an K3 um 5 % ausreichen. Die Reduktion kann weiterhin durch Änderungen der Parameter der PV-Anlage, bzw. der BZHG bewirkt werden.

Wird der Wert der Betriebsqualität der Strategie S_{C3} oder S_{B2} unter die des Basisszenarios für Runde 4 abgesenkt, so ist der Zuverlässigkeitsspieler allein dominant und wählt Strategie S_{A2} . Die Strategien S_{B2} bzw. S_{C3} betrachten jeweils den Bau einer Kompensationsanlage am Knoten K3 bzw. K5. Beim Bau einer Kompensationsanlage verbessert sich jedoch die Betriebsqualität, somit kann die zur Änderung der Strategiewahl zu S_{A2} notwendige Verschlechterung nicht durch Manipulation der Strategien S_{B2} bzw. S_{C3} erreicht werden.

Auch das Anheben des globalen Nutzens eines der Spieler bewirkt keine Änderung der Entscheidung.

5. Runde

In der 5. Runde gibt es keine Verbesserung des globalen Nutzens, der Lösungsalgorithmus bricht ab. Durch Variation der Strategie S_{C3} kann sich für diese Strategie eine Verbesserung ergeben. Dies könnte durch eine Reduktion der Investitions- und Betriebskosten um 22 % erfolgen. In Tabelle 5.7 sind die Ergebnisse im Überblick dargestellt.

| Runde | Wechsel | Variation | Von | Um |
|-------|-------------------|------------------|------------------------------------|---------|
| 1 | $S_{A1} - S_{A2}$ | Betriebsqualität | Länge Kabel K5-K3 | - 40 % |
| 2 | $S_{C4} - S_{B4}$ | Kosten | $K_I + K_B S_{B4}$ | - 73 % |
| 3 | $S_{B4} - S_{B3}$ | Kosten | Entfernung K8 – K3, K6 entscheidet | |
| | $S_{B4} - S_{B3}$ | Zuverlässigkeit | Defizitenergie S_{B3} | - 54 % |
| | $S_{B4} - S_{B3}$ | Durchschnitt | $K_I + K_B S_{B2}$ | - 88 % |
| 4 | $S_{A3} - S_{A2}$ | Betriebsqualität | Länge Kabel K5-K3 | - 3,3 % |
| | $S_{A3} - S_{A2}$ | Betriebsqualität | Kompensation K3 | - 5 % |
| 5 | ENDE – S_{C3} | Kosten | $K_I + K_B S_{C3}$ | - 22 % |

Tabelle 5.7: Sensitivität der Entscheidung (K_I : Investitionskosten; K_B : Betriebskosten)

Eine Änderung der Entscheidung kann zumeist nur durch große Änderungen der Eingangsdaten erfolgen. Auch bei unsicheren Eingangsdaten ist eine Änderung von 22 %, 88 % bzw. 73 % der Investitions- und Betriebskosten, von 40 % der Leitungslänge und von 54 % der Zuverlässigkeit gegenüber den Berechnungen nicht zu erwarten, die Ergebnisse sind somit stabil.

Lediglich in Runde 4 kann ein Wechsel von Strategie S_{A3} zu S_{A2} durch eine Variation der Eingangsdaten um 3,3 % bzw. 5 % bewirkt werden. Die Strategie S_{A3} betrachtet die Integration von PV-Anlagen, BZHG und den Bau einer Kompensationsanlage, die

Strategie S_{A2} den Bau eines Kabels. Die erstere untersucht die Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten, die letztere den konventionellen Netzausbau. Beide Strategien behandeln die Lösung der Probleme am Knoten K3.

Da die Entscheidung hier nur durch geringe Variation der Eingangswerte beeinflusst werden kann und diese Daten besonders bei der Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten mit größeren Ungenauigkeiten behaftet sind, sollte diese Entscheidung gekennzeichnet und vom Netzplaner gesondert beurteilt werden. Der verwendete Optimierungsalgorithmus verzichtet auf Werturteile, die in der praktischen Ausbauplanung jedoch gewöhnlich eine Rolle spielen.

Der hohe Nutzen des Wirtschaftlichkeitsspielers beruht hauptsächlich auf dem Verkauf der dezentral produzierten Energie. Die Einnahmen aus dem Energieverkauf werden auf Basis des KWK-Gesetzes berechnet. In einer anderen Untersuchung [86] werden diese Einnahmen nicht mehr berücksichtigt. Das Szenario, das unter diesen Bedingungen mit dem Lösungsalgorithmus berechnet wird, unterscheidet sich leicht vom beschriebenen Ergebnis. Die Optimierung bricht eine Runde früher ab, die Strategie S_{A3} , d.h. der Bau von Brennstoffzellenheizgeräten und Photovoltaikanlagen wird ausgeschlossen. Der Grund dafür ist, dass die gesetzliche Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung mehr Spielraum für Investitionen im Netz liefert. Die Blockheizkraftwerke werden dennoch gebaut, im Beispiel ist die Förderung nicht ausschlaggebend für ihre Integration, wohingegen die Förderung für die kleineren dezentralen Einheiten unerlässlich bleibt. In jedem Fall kann durch den Stromverkauf ein Gewinn erwirtschaftet werden. Hohe Einnahmen im Falle mit Förderung führen zu einer geringeren Wertigkeit von Kostenänderungen im Verlauf der Optimierung, wodurch die Bedeutung der anderen Spieler für den Planungsprozess steigt. Der Grund dafür ist in einer veränderten Ausgangsparametrierung der Nutzenfunktion des Wirtschaftlichkeitsspielers zu suchen, dessen Funktion flacher wird. Das Gesetz begünstigt die Integration von dezentralen Erzeugern, wobei jedoch unabhängig davon die anderen Planungskriterien von ihrer Einbindung ebenso profitieren können.

Untersuchungen bzgl. der Sensitivität der Ergebnisse bezüglich anderer Nutzenfunktionen oder veränderter Anfangsparametrierung der Nutzenfunktion wurden in [65] durchgeführt mit dem Ergebnis, dass die Lösung stabil und wiederholbar ist, eine Abhängigkeit somit nicht feststellbar war. Wird hingegen künstlich eine Gewichtung eines Spielers eingeführt bzw. ein anderer Lösungsalgorithmus (Maximin-Strategie) verwendet, so erhält man nicht mehr das optimale Ergebnis. Dies wurde in [17], [65] und [96] gezeigt.

6 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde gezeigt, wie unter den Randbedingungen des liberalisierten Marktes die Ausbauplanung von Verteilungsnetzen mit einem multikriteriellen Lösungsansatz unter Verwendung der Spieltheorie optimal durchgeführt wird.

Die Veränderungen, die sich durch den liberalisierten Energiemarkt bezüglich der Planung ergeben, wurden zunächst analysiert. Es wurde festgestellt, dass sich durch die Einführung eines Marktes für Elektroenergie einerseits die Strategien zur Ausbauplanung inhaltlich verändern, wofür die verstärkte Einbindung von dezentralen Erzeugern ein Beispiel ist, und sich andererseits auch Veränderungen der Berechnungsmethoden der bei der Planung wichtigen Kriterien ergeben. Beispiele dafür sind die Berechnung von charakteristischen Kenndaten bezüglich der Zuverlässigkeit, anstelle der Anwendung des $(n-1)$ -Kriteriums oder die Berücksichtigung von Einnahmen aus Stromverkäufen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Ein weiteres Ergebnis der Untersuchungen ist, dass die Anwendung von multikriteriellen Optimierungsverfahren in einer veränderten Planungsumgebung sinnvoll ist. Grund dafür ist, dass die Planungskriterien nicht mehr ausschließlich als feste Randbedingungen zu behandeln sind, sondern als Variablen, deren gleichzeitige Optimierung im Prozess zu berücksichtigen ist, um ein unter verschiedenen Gesichtspunkten optimales Planungsergebnis zu erhalten im Gegensatz zum allein unter dem wirtschaftlichen Aspekt optimierten Netz. Als optimales Ergebnis wird hierbei der beste Kompromiss zwischen den Zielen der beteiligten Kriterien verstanden, die auch einander entgegengerichtete Einzelziele verfolgen können. Die Spieltheorie bietet für derartige Aufgaben Verfahren an, die sich auf die Netzplanung übertragen lassen. Eine Auswahl der für die Netzplanung geeigneten Spielarten und Lösungskonzepte wurde getroffen und die mathematische Formulierung des Lösungsalgorithmus dargestellt. Der Ansatz ist definiert durch die Anwendung eines mehrstufigen Nicht-Nullsummenspiels mit kooperierenden rationalen Spielern, wobei unter Zuhilfenahme einer globalen Nutzenfunktion und Bestimmung des dominanten Spielers eine objektive Strategiewahl aus der Pareto-Menge erfolgt und der optimale Kompromiss gefunden wird.

Die Planungskriterien wurden im Originalsystem modelliert und mit Hilfe von Nutzenfunktionen in das spieltheoretische System transformiert, in dem der Lösungsalgorithmus zur Anwendung kam. Die Nutzenfunktionen sind so gewählt, dass keine Bevorzugung einzelner Spieler erfolgt. Es wird weiterhin unterschieden, ob die Planungsvorschläge zu einer vollständigen, teilweisen oder keinen Lösung der Planungsaufgabe führen. Für die Planung unter Berücksichtigung der Integration dezentraler Erzeuger in Netze war es notwendig, Modelle dieser Erzeuger zu

verwenden. Diese Modelle, die inhaltlich vorgestellt wurden, bilden in einer Planungssoftware das detaillierte Netzverhalten der Erzeuger nach. Diese Information wird zur Optimierung der Betriebsqualität wie auch der Zuverlässigkeit benötigt. Die Zuverlässigkeitskenngrößen werden in einer Software simuliert, die ebenfalls vorgestellt wurde.

Der Markteinfluss auf den Planungsprozess selbst wird durch die Forderung nach ähnlichen Nutzenwerten innerhalb des standardisierten Systems realisiert bzw. durch die gleichzeitige Anwendung von Machtindizes wie dem Shapley-Index, der den Einfluss der einzelnen Kriterien auf das Planungsergebnis darstellt. Dadurch kann überprüft werden, ob die Strategievorschläge für das Netz ausgeglichen sind, oder ob ein neuer Planungsprozess mit veränderten Strategievorschlägen sinnvoll ist. In den Untersuchungen sind bisher parametrische Kriterien verwendet worden, nicht-parametrische Kriterien, die durchaus einen Einfluss haben, wurden vorgestellt, wobei ihre Modellierung ein weiteres Forschungspotential darstellt.

Das Konzept eines Software-Paketes für Planungsprozesse wurde entwickelt. Der spieltheoretische Lösungsalgorithmus steht hierbei im Zentrum vorhandener üblicher Planungstools, deren voneinander unabhängig berechnete Ergebnisse in den Lösungsalgorithmus eingeordnet und weiterverarbeitet werden, so dass Abhängigkeiten und Wechselwirkungen deutlich werden und ein optimaler Kompromiss ohne Verwendung subjektiver Präferenzen gefunden wird.

Zur Veranschaulichung des Lösungsweges und seiner Qualität wurden Planungsbeispiele gegeben. Ein Vergleich zum kombinatorischen Ansatz verdeutlichte die Vorteile des spieltheoretischen Verfahrens, das schnell konvergiert und mit dem eine objektive Auswahl aus der Pareto-Menge der Lösungsmöglichkeiten getroffen wird. Der Schwerpunkt eines zweiten Beispiels lag in der Demonstration der Anwendung neuer Planungsstrategien und Berechnungsmethoden der Kriterien unter den veränderten Bedingungen des liberalisierten Energiemarktes. Diese führen bei Anwendung des multikriteriellen Ansatzes zu neuartigen Netzszenarien.

Die Berechnungsergebnisse sind unempfindlich gegenüber Schwankungen der Eingangswerte, was anhand einer Sensitivitätsanalyse nachgewiesen wurde. Es wird stets ein Gesamtkompromiss gefunden, dessen Ergebnisse stabil und wiederholbar sind, was die Leistungsfähigkeit der Methode zeigt. Das Verfahren der Netzplanung mit Hilfe spieltheoretischer Algorithmen ist wirkungsvoll anwendbar und bietet weit mehr Optimierungsmöglichkeiten als herkömmliche Methoden, die das Netz hauptsächlich unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimierten.

Die Methode ist durch die Transformation des Ausgangsproblems in ein standardisiertes System auch in vielerlei weiteren Konfliktfeldern einsetzbar. So ist das Verfahren beispielsweise auch auf den Netzbetrieb übertragbar, in dem gegenwärtig das Asset Management zunehmend an Bedeutung gewinnt [104], welches ebenfalls durch Konflikte mehrerer einander entgegengerichteter Ziele gekennzeichnet ist, dabei jedoch das Risiko falscher Entscheidungen minimieren will.

Der Lösungsalgorithmus selbst generiert keine Planungsideen, diese müssen weiterhin vom Netzplaner eingebracht werden. Das Verfahren stellt jedoch ein leistungsfähiges Tool zur Verfügung, durch das eine optimale Kombination von Planungsalternativen gefunden werden kann, und auch Auswirkungen von Parametervariationen effektiv bewertet werden können. Die Verdeutlichung von Wechselwirkungen der Kriterien untereinander und eine Bestimmung von bedeutsamen Einflussgrößen wird mit diesem Ansatz möglich. Der Netzplanung wird somit eine effektive Planungshilfe zur Seite gestellt.

7 Summary

In this Ph.D. dissertation a new method was presented on how to solve the expansion planning of distribution power networks under the conditions of a liberalised energy market using a multi-criteria optimisation algorithm based on game theory.

First, the changes in the planning process due to the liberalisation were analysed. Thus it appeared that due to the implementation of the energy market, on the one hand the contents of strategies for expansion planning have changed; e.g. they are considering the integration of dispersed energy sources into power networks to solve planning tasks. On the other hand, calculation methods concerning planning criteria have changed, too. These changes affect e.g. the calculation of reliability indices instead of using the (n-1)-criterion. Another example concerning the calculation of economic efficiency is the consideration of revenues from energy trading. Further, the examinations came to the conclusion that in a changed planning environment the application of multi-criteria optimisation methods makes sense. The reason for applying these methods is that, instead of being treated as fixed boundary values, the planning criteria have to be treated as variables which can be optimised during the planning process. Thus, an optimal planning result concerning several points of view instead of only the economically optimised network can be obtained. The optimal result is defined as the best compromise between the different objectives of the criteria involved. The criteria might even follow individual objectives which can be opposed to each other. Game theory offers techniques which can be assigned to power network planning, too. A selection of the suitable kinds of games and solution concepts was made and the mathematical formulation was presented. The approach is defined by the application of a multi-stage non-zero-sum-game with co-operating rational players. Additionally, by using a global utility function and defining a dominant player, an objective selection of strategies out of the Pareto-set of solutions is made and the optimal compromise is found.

The planning criteria were modelled within the original system and by applying utility functions, they were transformed into the game-theoretical system. There the solution algorithm was used. The preference of single players is avoided by the way the utility functions are selected. Additionally, a distinction is made concerning the solution of the planning task: is it either solved completely, partially or is it not solved. For the planning process considering the integration of dispersed generation it was necessary to use simulation models of the generation units mentioned above. Applying these models, which were introduced, the simulation of the detailed generation units' behaviour in a power network is possible by means of a planning

software. This information is needed for the optimisation of operation performance as well as for the optimisation of reliability. The reliability indices are calculated by a software tool which also was introduced.

The influence of the market on the planning process itself is realised by the requirement of utility values' similar size within the standardised system. Additionally, it is realised by the simultaneous use of power indices, e.g. the Shapley-value. These indices represent the influence of single criteria on the planning result. Thus, the balance of the strategies for the network can be examined. If they are not balanced, it is advisable to start a new planning process with changed strategies. Up to now, the investigations were made with parametrical criteria. Non-parametrical criteria were introduced, stating that their simulation offers further possibilities for research activities.

The concept of a software package for the planning process was developed. In this concept the game-theoretical algorithm forms the centre of existing planning tools, whose independently calculated results are then integrated into the solution algorithm where they are processed. Thereby the dependencies and interactions are clarified and an optimal compromise without the use of subjective preferences can be found.

To illustrate the solution method and its quality, planning examples were given. A comparison with a combinatorial approach demonstrated the advantage of the game theoretical method. This method converges very fast and finds the objective selection out of the Pareto set of solutions. The main focus of the second example was to demonstrate the use of new planning strategies as well as the calculation methods of the new criteria in the changed planning environment. By applying the multi-criteria approach, new network scenarios were found.

The results are insensitive concerning variations of input values. This was demonstrated by a sensitivity analysis. In any case, a global compromise is found whose result is stable and repeatable. This shows the capability of the method. The procedure of network planning applying game-theoretical algorithms can be effectively applied and offers far more optimisation possibilities than conventional methods do. In most cases conventional methods optimise the network only with respect to the economical point of view.

Since a problem is transformed into a standardised system, the method can be applied with respect to many more conflict cases. For instance, it can also be transformed to network operation problems, where the importance of asset management is presently increasing. Asset management deals with conflicting objectives, too, and tries to minimise the risk of wrong decisions.

The solution algorithm does not generate any planning ideas. These ideas have to be introduced by the staff further on. However, the method offers an efficient tool to find the optimal combination of planning alternatives and the effect of parameter-variations can be evaluated efficiently, too. Applying this approach, the illustration of the interactions of the criteria and a definition of important factors of influence is possible. This method provides effective assistance for the network planning process.

8 Literatur

- [1] FREUND, H.: Gestaltung und Auslegung von Verteilungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft, 1997, H. 4, pp. 145-148.
- [2] GONEN, T.; FOOTE, B.L.: Distribution-System-Planning Using Mixed Integer Programming. IEE proc., 1981, pp. 70-78.
- [3] SASAKI, H.; KUBOKAWA, J.; YORINO, N.; SUGIYAMA, K.: Multi-Area Generation Expansion Planning by Means of Multi-Objective Fuzzy Linear Programming. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Trondheim, 1999, pp. 762-769.
- [4] THOMPSON, G.I.; WALL, D.L.: A Branch and Bound Model für Choosing Optimal Substation Localisation. IEEE Transactions PAS-100, 1981, pp. 2683-2688.
- [5] CHERKAOUI, R.; BART, A.; GERMOND, A.J.: Optimal Configuration of Electrical Distribution Networks Using Heuristic Methods. Proceedings of the 11th Power Systems Computation Conference (PSCC), Avignon, 1993, pp. 147-154.
- [6] MAIER, H.; STYCZYNSKI, Z.: Ermittlung von Regeln für ein Expertensystem zur Planung elektrischer Netze. Konferenz "Mini and Microcomputers", Calgary-Zürich 1989, ISBN 0 88986 123 4, pp. 323-327.
- [7] STYCZYNSKI, Z.: Ausnutzen der Paretolösungen bei der Entwicklung von Expertensystemen für die Projektierung von EV Netzen. Referat zur Konferenz TH Leipzig, 1989.
- [8] STYCZYNSKI, Z.; GLUSZEK, A.: GENPEX- An Expert system for Medium Voltage Power Network Planning. North American Power Symposium, 1996, MIT, Cambridge, pp. 511-517.
- [9] LAKERVI, E.; HOLMES, E. J.: Electricity distribution network design, 2nd edition, P. Peregrinus Ltd 1995, IEE Power Series 21, ISBN 0-86341-308-0
- [10] HAUBRICH, H.-J.: Neue Anforderungen an die Netzplanung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 47.Jg. 1997, Heft 9, pp. 526-530.
- [11] AUMAYR, A.; BITSCH, R.; FELDMANN, W.: Dezentrale Energieversorgungskonzepte optimieren Ressourcen. etz, 1999, H. 3-4, pp. 20-23.
- [12] SOURKOUNIS, C.; WENSKE, J.; BECK, H.-P.: Regenerative Quellen zur dezentralen Stromversorgung. Erneuerbare Energien, 1/99, pp. 28-30; 6/99 pp. 38-40.

-
- [13] HILL, TH.: Cired-Sitzung 6 - Untersuchung und Planung von Verteilnetzen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 94 (1995), H. 18, pp. 1138-1142.
- [14] FUDENBERG, D.; TIROLE, J.: Game Theory. MIT Press Cambridge, MA 1995, ISBN 0-262-06141-4.
- [15] FERRERO, R.W.; SHAHIDEHPOUR, S.M.; RAMESH, V.C.: Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, 1997, pp 1340-1347.
- [16] CORREIA, P.; OVERBYE, TH.; HISKENS, J.: Supergames in Electricity Markets: Beyond the Nash Equilibrium Concept. Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spain, 2002, s07p4.
- [17] ORTHS, A.; SCHMITT, A.; STYCZYNSKI, Z. A.; VERSTEGE, J.: Multi-Criteria Optimization Methods for Planning and Operation of Electrical Energy Systems. Electrical Engineering, Springer Verlag, 2001, Vol. 83, No. 5-6, pp. 251-258.
- [18] NIETSCH, CHR.; POVH, D.: Optimizing Distribution Networks. IEEE Computer Applications in Power, ISSN 0895-0156/01, 2001, pp. 18-21.
- [19] VOROPAI, N.I.; HANDSCHIN, E.J. (Hrsg): Liberalization and Modernization of Power Systems: Operation and Control Problems, International Workshop Proceedings, Irkutsk Energy Systems Institute, IEEE PES, ISBN 5-93908-013-8, 2001.
- [20] DVG DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT E.V. (Hrsg.): Grid Code 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Heidelberg, 2000.
- [21] BANSCHBACH, W.; FREUND, H.; WOLFF, H.-P.: Höhere Auslastung von Betriebsmitteln in der elektrischen Energieverteilung. ETG-Fachtagung, 1993, pp. 59-64.
- [22] WELLBOW, W.; ZDRALLEK, M.: Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), H. 23, pp. 30-35.
- [23] BILLINTON, R.; SALVADERI, L.; MCCALLEY, J.D. ET AL: Reliability Issues in Today's Electric Power Utility Environment. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, 1997, pp. 1708-1714.
- [24] ORTHS, A.: Optimierte Netzplanung im liberalisierten Energiemarkt – Methoden im Vergleich. Dokumentation DFG-Fachkolloquium, ISBN 3-929757-52-4, Wernigerode, 2002, pp. 23-34.

- [25] HAUBRICH, H.-J.: Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen, Grundlagen - Verfahren – Anwendungen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 36, Verlag der Augustinus Buchhandlung 1996.
- [26] STYCZYNSKI, Z.; WELFONDER, T.; FREUND, H.: Nutzung eines Neuronale-Netze-Verfahrens zur Lastmodellierung für die Netzplanung. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), H.4, pp. 182-188.
- [27] ICHIKAWA, T.; REHTANZ, CHR.: Recent Trends in Distributed Generation – Technology, Grid Integration, System Operation. Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spain, 2002, Survey Paper.
- [28] N.N.: Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG). 29.03.2000, (BGBl. I, S. 305), BGBl III/FNA 754-15.
- [29] N.N.: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). 18.03.2002, BGBl Jg. 2002, Teil I, Nr.19, pp. 1092-1096.
- [30] STYCZYNSKI, Z.A.; ORTHS, A.; BACHRY, A.: Mechanizmy dzialania na rynku energii elektrycznej na przykladzie zderegulowanego rynku w Niemczech. Steinbeiss- Transferzentrum ENRE, (bei Autoren), Wroclaw, Poland, 2002.
- [31] BACKES, J; SCHMITT, O.; ZIMMERMANN, W: Strategische Netzplanung - Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit. etz Elektrotechnik und Automation, Jg. 1998, H. 16, pp. 16-19.
- [32] WINDMÖLLER, R: Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97, 1998, H. 25, pp. 14-22.
- [33] KREUSEL, J.; SCHMITT, O.: Konsequenzen des Wettbewerbs für Verteilnetzbetreiber. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 2000, H. 5, pp. 340-343.
- [34] SCHWEER, A; BALZER, G; BRAUNER, G: Elektrische Verteilung - Trends 1999. (CIRED Sitzung 1: Netzkomponenten.), etz, H. 16, 1999, pp. 22-28.
- [35] BRAUNER, G; TENSCHERT, W; VIERLINGER, E: Netzplanung und Betrieb im Wettbewerb. Elektrotechnik und Informationstechnik, Jg. 1999, H. 11, pp. 631-635.
- [36] SINGH, CH.; SCHWAN, M.; WELLBOW, W.: Reliability in Liberalized Electric Power Markets - From Analysis to Risk Management-. Proceedings of the 14th power systems computation conference (PSCC), Sevilla 2002, Survey Paper.

- [37] N.N.: Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VWEW-Verlag (2001).
- [38] N.N.: Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. VWEW-Verlag (1998).
- [39] BACHRY, A.; ORTHS, A.; BÖSE, C.; RUHLE, O.: Einfluss von verteilten Erzeugern und Speichern auf Netzplanung und Netzbetrieb. Tagungsband des VDE-Kongress, Dresden 2002, pp. 395-400.
- [40] POVH, D.; SCHMIDT, H.; STEPHANBLOME, T.; WEISSMÜLLER, G.: Planung und Betriebsoptimierung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Markt unter Nutzung neuer Technologien. Elektrotechnik und Informationstechnik, 2000, H.10, pp. 677-681.
- [41] SCHWEER, A.; TZSCHOPPE, J.: Einfluss zunehmender dezentraler Stromerzeugung auf das elektrische Energieversorgungssystem. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98, 1999, H. 19, pp. 46-55.
- [42] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE BMWi (Hrsg.): Energie Daten 2002, Nationale und Internationale Entwicklung, Zahlen und Fakten. Berlin; 2002.
- [43] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT BMU (Hrsg.): Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung. Berlin, 2000.
- [44] HEERS, B.; MENSMANN, C.; WIEGELMANN, P.; BERGS, D.: Dezentrale Energieerzeugungsanlagen und ihre Auswirkungen auf die Netzstruktur. Vorausschauende Netzausbauplanung. ew - Elektrizitätswirtschaft, Jg. 2001, H. 22, pp. 44-47.
- [45] HANDSCHIN, E.; HORENKAMP, W.; WIESNER, TH.: Technisch-wirtschaftliche Aspekte für dezentrale Energieversorgung im Niederspannungsnetz. Elektrotechnik und Informationstechnik e&i 117. Jg. (2000), H. 7/8, pp. 456-460.
- [46] VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1995. VWEW-Verlag, ISBN 3-8022-0554-5, 1998; sowie VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1996. VWEW-Verlag, ISBN 3-8022-0576-6, 1999.
- [47] NAGEL, H.: Systematische Netzplanung. Reihe: Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Bd. 8, VDE-Verlag, ISBN 3-8007-2021-3, Frankfurt a. M. 1994.
- [48] NAGEL, H.: Ein System von Planungsgrundsätzen als Fundament einer systematischen Netzplanung. Elektrizitätswirtschaft, 22 / 1994, pp. 1365-1370.

-
- [49] KAUFMANN, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, VDE-Verlag GmbH, Berlin, ISBN 3-8007-2141-4, 1995.
- [50] NEUMANN, J. VON; MORGENSTERN, O.: Spieltheorie und wirtschaftliches Verhalten. Physika Verlag Würzburg, dt. Ausgabe 1961.
- [51] SINGH, H. (Hrsg.): Game Theory Applications in Electric Power Markets. IEEE, PES, Winter Meeting, New York 1999, 99TP-136-0.
- [52] NEUMANN, K.; MORLOCK, M.: Operations Research. Hanser, Wien ISBN, 3-446-15771-9, 1993.
- [53] CANZ, T.: Entscheidungsunterstützung und Behandlung von Unsicherheiten in Energiesystemmodellen mittels Fuzzy Linearer Programmierung. Dissertation Universität Stuttgart, Shaker Verlag, ISBN 3-8265-4863-9, 1999.
- [54] SHAPIRO, R.D.: Optimization Models für Planning and Allocation. John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [55] BRONSTEIN, I.N.; SEMENDJAJEW, K.A.: Taschenbuch der Mathematik. B.G. Teubner Verlagsgesellschaft, Stuttgart, Leipzig, 1991.
- [56] VOROPAI N. I.; IVANOVA Y.: Multi-Criteria Decision Analysis Techniques in Electric Power System Expansion Planning. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2001, Vol. 24, 24/1, pp. 71-78.
- [57] ESTER, J.: Systemanalyse und mehrkriterielle Entscheidungen. Verlag Technik, Berlin, 1987.
- [58] YEUNG, CH.; POON, A.; WU, F.: Game Theoretical Multi-Agent Modelling of Coalition Formation for Multilateral Trades. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No. 3, 1999, pp. 929-934.
- [59] GAL, TH. (Hrsg.): Grundlagen des Operations Research. Bd. 3, Springer Verlag, ISBN 3-540-55716-4, Berlin 1992.
- [60] HOLLER, M.; ILLING, G.: Einführung in die Spieltheorie. Springer Verlag, ISBN 3-540-66831-4.
- [61] WOROBOJOW, N.: Entwicklung der Spieltheorie. VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin 1975.
- [62] EKEL, P. YA.: Approach to Decision Making in Fuzzy Environment. Computers and Mathematics with Applications, No. 37, 1999, pp. 59-71.

- [63] EKEL, P. YA.; TERRY, L. D. B.; JUNGES, M.F.D.: Methods of Multicriteria Decision Making in Fuzzy Environment and their Applications to Power System Problems. 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Proceedings, Trondheim, 1999, pp. 755-761.
- [64] IVANOVA, E. YU.: A Method of Multi-Criteria Analysis of Decisions For Choosing the Power System Expansion Option. 13th Power Systems Computation Conference, Proceedings, Trondheim 1999, pp. 770-776.
- [65] ORTHS, A.; STYCZYNSKI, Z.A.: Game Theoretical Approach to Power Network Planning. Proceedings of the 2001 IEEE Porto Power Tech, Vol. 1, IEEE Catalog Number 01EX502, ISBN 0-7803-7139-9, Porto, Portugal, 2001, PST1-184.
- [66] STÜRMER, J.: Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen, Dissertation Universität Dortmund, Shaker Verlag Aachen, ISBN 3-8322-0311-7, 2002.
- [67] RAU, N.S.: The Need For Capacity Markets in the Deregulated Electric Industry - A Review. IEEE PES Winter Meeting, 1999, Vol. 1, pp. 411-415.
- [68] SORG, A.; WEBER, TH.; WELLßSOW, W.: Risk Investigations in Investment Planning under Consideration of a Supply Interruption Insurance System. IEEE Porto Power Tech Conference Proceedings, Porto 2001, POM3-161.
- [69] BACKES, J.: Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. Dissertation Universität des Saarlandes, 1998.
- [70] RABL, V.; TAYLOR, T.: Benchmarking for Service Reliability and Customer Services in A Deregulated Environment. IEEE PES Summer Meeting, 2001, Vol I, pp. 523-532.
- [71] SORG, A.: Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze. Dissertation Universität-Gesamthochschule Siegen, Shaker Verlag, Aachen, ISBN 3-8322-0108-4, 2001.
- [72] WELLßOW, W.: The Significance of Reliability Indices to System Planning. European Transactions on Electrical Power, ETEP 4, 1995, pp. 119-126.
- [73] UDO, V.; AGARWAL, S. K.; VOJDANI, A.; HARLACHER, M. I.: Balancing Cost and Reliability: A Quantitative Study at Atlanta Electric. IEEE Transactions of Power Systems, August 1997, pp. 1103-1111.
- [74] BÜRCEL, K.; BOHGE, M.; TILLWICKS, TH.: Netzzuverlässigkeitsberechnungen bei der BEWAG. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 37. Jg., 1987, pp. 925-930.

- [75] BRITZ, O.: (siehe Diplomarbeiten)
- [76] ORTHS, A.: Anwendung von Zuverlässigkeitsanalysen als Kriterium bei der multikriteriellen Netzplanung. Dokumentation Fachkolloquium, Duisburg, 2001, pp. 6-16.
- [77] TURAU, V.: Algorithmische Graphentheorie. Addison-Wesley GmbH, Bonn, Paris 1996, ISBN 3-89319-938-1, pp. 163 ff.
- [78] HEUCK, K.; DETTMANN, K.D.: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Transport und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig/ Wiesbaden, 1999.
- [79] ANGELOV, A.: (siehe Diplomarbeiten)
- [80] BURKHARDT, TH.: Ein Beitrag zur rechneroptimierten Planung in Mittelspannungsnetzen. Dissertation TH Darmstadt, Giradet Buchverlag, ISBN 3-7736-0116-6, 1986.
- [81] KULICKE, B.: Digitalprogramm NETOMAC zur Simulation elektromechanischer und –magnetischer Ausgleichsvorgänge in Drehstromnetzen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78, 1979, H.1, pp. 18-23.
- [82] STYCZYNSKI, Z.A.: Power Network Planning Using Game Theory. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Trondheim 1999, pp. 607-613.
- [83] EN 50160: Voltage Characteristic of Electricity supplied by Public Distribution Systems. European Standard CENELEC, 1999.
- [84] NILL-THEOBALD, CHR.; THEOBALD, CHR.: Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts: Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft. Beck, ISBN 3-406-48043-8, 2001.
- [85] STYCZYNSKI, Z.A.; ORTHS, A.: Aktualne uwarunkowania prawne w zakresie odnawialnych zrodel energii w Niemczech na tle ich rozwoju w ostatnim dziesiecioleciu. Proceedings of the International Scientific Conference Nowoczesne urzadzenia zasilajace w energetyce, ISBN 83-913444-5-2, Warszawa, Polen, 2002, pp. 1.13-4.13.
- [86] WITTMANN, T.: (siehe Diplomarbeiten)
- [87] SEITZ, T; HAUBRICH, H. J.: Auslegung von Verteilungsnetzen mit starker Einspeisung von Kleinkraftwerken. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 1996, H. 17/18, pp. 1137-1144.

- [88] LERCH, E.; KULICKE, B.; RUHLE, O.; WINTER W.: NETOMAC – Calculating, Analyzing and Optimizing the Dynamic of Electrical Systems in Time and Frequency Domain. 3rd IPST '99, Budapest, Hungary, 1999.
- [89] ORTHS, A.; BACHRY, A.; STYCZYNSKI, Z.A.; RUHLE, O.; WINTER, W.: Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten in Verteilungsnetze. Tagungsband der Fachtagung Elektrische Energiewandlungssysteme des Instituts für Elektrische Energiesysteme, ISBN 3-929757-47-8, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2002, pp. 24-30.
- [90] HAUBRICH, H.-J.; et al.: Batterie-Energiespeicher in der Elektrizitätsversorgung – Kompendium. Aachen, Mainz, ISBN 3-89653-188-3, 1996.
- [91] SUNDMACHER, K.; SCHULTZ, T.; STYCZYNSKI, Z.; PURMANN, M.: Use of Fuel Cells for Stationary and Mobile Applications. System-oriented Approach, APTADM, Wroclaw, Poland, 2001, pp. 174-178.
- [92] JOSSEN, A.: Betriebsführung photovoltaischer Anlagen mit Energiespeichern. Dissertation, Universität Stuttgart, 1994.
- [93] BACHRY, A.; ORTHS, A.; STYCZYNSKI, Z.; RUHLE, R.; WINTER, W.: Standardized Models of Distributed Energy Sources for Power Network Planning using NETOMAC. Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spain, 2002, s11p04.
- [94] BERNARDI, D.M.; VERBRUGGE, M.W.: A Mathematical Model of the Solid-Polymer-Electrolyte. J. Electrochem. Soc., 1992, Vol.139 No.9, pp. 2477-2491.
- [95] STYCZYNSKI, Z.; AUST, H.-D.; BRINKMANN, J.: Modeling of Battery Energy Storage for Distribution System Planning. 6th International Conference on Batteries for Utility Energy Storage, Gelsenkirchen, 1999.
- [96] SCHUMANN, H.: (siehe Diplomarbeiten)
- [97] IVANOVA, E.YU.; VOROPAI, N.I.; ORTHS, A.; STYCZYNSKI, Z.A.: Electric Power System Expansion Planning in Market Environment: Game Theoretical Approach. Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spain, 2002, s43p03.
- [98] OWEN, G.: Game Theory. W.B. Saunders Comp., Philadelphia – London – Toronto, 1968.
- [99] KLOCKHAUS, H.: Planungskriterien für Verteilungsnetze. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 47. Jg., 1997, H. 1/2 pp. 48-57.

- [100] TEUPEN, J.: Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen, Dissertation Universität Dortmund, VDE-Verlag GmbH, ISBN 3-8007-2476-6, Berlin, Offenbach, 1999.
- [101] ALEKSANDROVA, Y.: (siehe Diplomarbeiten)
- [102] ZDRALLEK, M.: Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme: Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung. Dissertation Universität-Gesamthochschule Siegen, Shaker Verlag, ISBN 3-8265-7958-5, Aachen 2000.
- [103] ORTHS, A.; STYCZYNSKI, Z.A.: Planning of Power Distribution Networks, Comparison of Two Multi-Criteria Approaches. Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS), Wroclaw, Poland, 2002, pp. 53-58.
- [104] OSZTERMAYER, J.; FESER, K.: Enhanced Competitiveness with a Modern Asset Management System. Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS), Wroclaw, Poland, 2002, pp. 64-69.

Im Rahmen dieser Arbeit entstanden die folgenden Diplomarbeiten bzw. Master's Thesis

- [1] BRITZ, O.: Zuverlässigkeit von Energieversorgungssystemen, Diplomarbeit, Fachhochschule Magdeburg, unveröffentlicht, 1999.
- [2] POPOV, I.: Loadflow- and Short-Circuit Calculations for the expansion-planning of a Medium-Voltage Power Network, Diplomarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg / TU Gabrovo, unveröffentlicht, 2001.
- [3] VELEV, G.T.: Planning of a Medium– Voltage Power Network, Diplomarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg / TU Gabrovo, unveröffentlicht, 2001.
- [4] SCHUMANN, H.: Energieversorgungsnetzwerke: Marktmodelle und die Auswirkungen auf die Netzplanung, Diplomarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, unveröffentlicht, 2002.
- [5] ALEKSANDROVA , YU.: Netzplanung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt: Erstellung und Berechnung von Beispielnetzen für Optimierungsaufgaben, Master's Thesis, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, unveröffentlicht, 2002.
- [6] ANGELOV, A.: Netzplanung für Verteilungs- und Übertragungsnetze: Erstellen einer Datenbank von Betriebsmitteldaten für Netzplanungsaufgaben, Diplomarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg / TU Gabrovo, unveröffentlicht, 2002.
- [7] WITTMANN, T.: Optimierte Netzplanung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt:- Erstellung und Berechnung von Beispielnetzen für Optimierungsaufgaben mit spieltheoretischen Algorithmen, Diplomarbeit, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, unveröffentlicht, 2002.

9 Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

Mengen

| | |
|-----------------------|---|
| E | Menge $E = \{E_1, \dots, E_i\}$ der Ereignisse $E_t \in E$ |
| M | Menge $M = \{M_1, \dots, M_i\}$ der Strategiekombinationen $M_t \in M$ |
| N | Menge $N = \{N_1, \dots, N_n\}$ der Spieler $N_i \in N$ |
| P | Menge $P = \{u_{t,1} \dots u_{t,n}\}$ der Auszahlungen $u_{t,i} \in P$ |
| P_z | Menge $P = \{z_1 \dots z_n\}$ der Zählvariablen z_i |
| \mathfrak{R} | Menge der rationalen Zahlen |
| \mathfrak{R}^n | n-faches kartesisches Produkt von \mathfrak{R} mit sich selbst (n-dimensionaler euklidischer Vektorraum) |
| S | Menge $S = \{S_1 \dots S_k\}$ der Strategien $S_j \in S$ |
| T | Menge der Koalitionen $T = \{T_1 \dots T_m\}$ |
| $\prod_{i \in N} S_i$ | kartesisches Produkt der n Mengen (später:= M) |
| Ω | Menge $\Omega = \{F_1 \dots F_n\}$ der Ausprägungen einer Variablen |

Funktionen und Variablen

| | | |
|--------------------|--|----------|
| $E(H_D)$ | Erwartungswert der Defizithäufigkeit | [1/a] |
| $E(T_D)$ | Erwartungswert der Defizitdauer | [h] |
| $E(W_D)$ | Erwartungswert der Defizitenergie | [MWh/a]; |
| d | mittlere Ausfalldauer | [h] |
| e_t, e_s, e_u | Ereignisse | [-] |
| F_i | Funktionswert aus Standardberechnung; $F_i \in \Omega$ | [-] |
| h | mittlere Ausfallhäufigkeit | [1/a] |
| I_j | Knotenpunktströme | [kA]; |
| I_{therm} | thermische Belastungsströme | [kA]; |
| $I_{k,j}$ | Kurzschlussströme | [kA]. |
| $K(0)$ | Barwert der Kosten zum Zeitpunkt t=0 | [€] |
| K^I | Investitionskosten | [€] |
| K^B | Betriebskosten | [€] |
| P | Wirkleistung | [kW] |
| P_v | Verlustleistung | [kW] |
| p | kalkulatorischer Zinssatz | [%] |
| $p_{r,D}$ | Defizitwahrscheinlichkeit | [-] |
| Q | Blindleistung | [kVAr] |
| q | Zinsfaktor | [-] |

| | | |
|-----------------|---|-------|
| q | Quote einer Mehrheitsregel | [%] |
| t | Anzahl der Spieler in einer Koalition | [-] |
| [U] | Auszahlungsmatrix | [-] |
| U_j | Knotenspannungen | [kV] |
| U_{\min} | unterer Grenzwert des Spannungsbandes | [kV] |
| U_{\max} | oberer Grenzwert des Spannungsbandes | [kV] |
| $u_{t,i}$ | Nutzen | [-] |
| u_i | Nutzenfunktion ($\Omega \rightarrow \mathfrak{R}$) | [-] |
| $v(T)$ | charakteristische Funktion einer Koalition T | [-] |
| $w(T)$ | Gewinnkoalition | [-] |
| x_A, x_B | Ereignisschwellwerte | [-] |
| x_j | Zustandsvariablen | [-] |
| z | Zählvariable für die Anzahl der Gewinne z_i | [-] |
| β_i | Banzhaff-Index | [-] |
| η | Wirkungsgrad | [%] |
| ω | Ergebnisfunktion $\omega: \prod_{i \in N} S_i \rightarrow \Omega$ | [-] |
| λ | Ausfallrate | [1/a] |
| μ | Instandsetzungsrate | [1/a] |
| φ, ψ | Steuerungsvariablen | [-] |
| φ_i | Shapley-Index | [-] |

Indizes

| | |
|------|--|
| A | Ausfall |
| B | Betrieb |
| D | Defizit |
| G | Global |
| i | Zählvariable der Spieler $i = (1, \dots, n)$ auch: Zeit in Jahren bis zur Inbetriebnahme $i = (1, \dots, m)$ |
| j | Zählvariable der Strategien $j = (1, \dots, k)$ auch: Knoten eines Netzes $j = (1, \dots, n)$ |
| k | Zählvariable der Netzelemente $k = (1, \dots, n)$ auch: Zeit der Betriebsdauer in Jahren $k = (1, \dots, n)$ auch: Kurzschluss |
| r | Zählvariable der Spielrunde $r = (1, \dots, r_{\text{end}})$ |
| soll | Sollwert |
| t | Zählvariable der Strategiekombinationen und Ereignisse $t = (1, \dots, 2^k)$ |

| | |
|--------|--------------|
| V | Verlust |
| η | Wirkungsgrad |

Abkürzungen

| | |
|--------|-------------------------------------|
| BHKW | Blockheizkraftwert |
| BZ | Brennstoffzelle |
| DC | Gleichstrom |
| DEMS | Dezentrales Energiemanagementsystem |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| el. | elektrisch |
| min | minimal |
| max | maximal |
| PV | Photovoltaik |
| therm. | thermisch |
| WEA | Windenergieanlage |