

KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen
–Potenzial und Analysen–

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der

Universität Dortmund

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von

Dipl.-Ing. E. Hauptmeier

Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Z. A. Styczinski

Tag der mündlichen Prüfung: 13.04.2007

Danksagung

Mein Dank gilt Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, der es mir ermöglicht hat, mich am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft wissenschaftlich weiter zu entwickeln. Besonders bedanke ich mich für die wertvollen Anregungen sowie dafür, dass ich bei wichtigen Fragestellungen stets prompt ein offenes Ohr und Antwort gefunden habe. Meine Arbeit hat mir einen umfassenden Überblick über die Energietechnik im internationalen und nationalen Umfeld gegeben, den ich mir sonst viel mühevoller hätte erarbeiten müssen. Ich freue mich sehr über die fachlichen und persönlichen Erfahrungen, die ich während der wissenschaftlichen Kooperation und Projektarbeit vor allem in Chile und Europa sammeln konnte.

Besonderer Dank gilt Herrn Dr.-Ing. Th. Wiesner, der mich zu meiner Studienzeit erst von den Perspektiven der wissenschaftlichen Laufbahn überzeugt hat. Ihm und Dr.-Ing. F. Uphaus sei ferner mein Dank für das Korrekturlesen dieser Arbeit ausgesprochen und die vielen Anregungen, die dazu beigetragen haben, dass sie ihre jetzige Konsistenz und flüssige Lesbarkeit erhalten hat.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Z. A. Styczinski von der Otto-von-Guericke-Universität in Magdeburg danke ich für die Übernahme des Koreferats.

Meinen aktiven und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen danke ich für die gute Zusammenarbeit und Arbeitsatmosphäre sowie für die vielen konstruktiven Gespräche. Mein Dank gilt besonders Herrn Dipl.-Ing. W. Horenkamp für die nützlichen Hinweise und Gespräche, die oft auf Zuruf stattfanden, sowie die Möglichkeit, meine Ergebnisse praktisch im Labor abzusichern.

In Hinblick auf die administrativen Tätigkeiten sei Herrn Dipl.-Ing. D. König für die stets prompte und geduldige Unterstützung bei der Pflege der Lehrstuhlinternetseite gedankt. Mit Dank erwähnen möchte ich weiterhin die Studierenden, die mich im Rahmen ihrer akademischen Arbeiten oder als studentische Hilfskräfte bei Einzelthemen unterstützt haben.

Privat danke ich Freunden und Familie, vor allen meiner Frau Barbara. Sie haben mich verständnisvoll auch zur Feierabendzeit und zum Wochenende an die Wissenschaft ausgeliehen. Obwohl Ihr nicht direkt zu dieser Arbeit beigetragen habt, habt Ihr doch den notwendigen Gegenpol zum Beruf geschaffen, der es mir ermöglicht hat, mit der gebotenen gesunden Einstellung an meine Arbeit zu gehen. Besonders gilt dies für Stefan Michalski und Torben Weibert, die auch mitunter stressige Arbeitsphasen durch gemeinsame Mensabesuche geeignet aufgelockert haben.

1	Einleitung	1
2	Rahmenbedingungen zur Verteilungsnetzanalyse	5
2.1	Gesetze, Richtlinien und Normen	5
2.2	Klassifizierung von elektrischen Verteilungsnetzen	9
2.2.1	Verfahren zur Netzklassifizierung	10
2.2.2	Auswertung	11
2.2.3	Verifikation des Klassifizierungsverfahrens	13
2.3	Gebäudebestand und thermischer Jahresbedarf	15
2.3.1	Bestandsprognose zur Abschätzung des thermischen Bedarfs	16
2.3.2	Kategorisierung der Gebäude	19
2.4	Lastprofile	21
2.4.1	Elektrische Lastprofile	22
2.4.2	Thermische Lastprofile	23
2.5	Verwendete Durchdringungsszenarien	32
2.6	Exemplarische Bestimmung des technischen Potenzials für KWK-DEA	35
2.6.1	Voraussetzungen	35
2.6.2	Potenzialabschätzung	36
3	Stationärer Netzbetrieb	41
3.1	Beispielnetze	41
3.2	Analyse der Niederspannungsebene	47
3.3	Analyse der Mittelspannungsebene	53
3.4	Weiterführende Analysen	57
3.4.1	Überlastsituationen	57
3.4.2	Blindleistungshaushalt	58
3.4.3	Virtuelle Kraftwerke und Ausgleichsenergiepotenzial	65
4	Gestörter Netzbetrieb	67
4.1	Grundanforderungen und Zustand heutiger Netze	67
4.2	Subtransiente Kurzschlussleistung	70
4.3	Netzurückwirkungen	78
4.4	Logische Funktionalität	79
4.5	Inselnetzbildung	83
4.5.1	Identifikation möglicher Inselnetzbezirke	84
4.5.2	Ungewollter Inselnetzbetrieb	86
4.5.3	Gewollter Inselnetzbetrieb	93
5	Folgerungen	97
5.1	Anforderungen an den Netzausbau	97
5.1.1	Aufwand	97
5.2	Anforderungen an die Gesetzgebung und Normung	99
5.3	Wirtschaftlichkeit der DEA	100

6 Zusammenfassung und Ausblick	105
Anhang A Historische Entwicklung des gesetzlichen Regelwerks	108
Anhang B Stand der DEA-Technik	110
Anhang C Investitionskosten	117
Anhang D Basiskostenermittlung	123
Anhang E Nachweis der wissenschaftlichen Tätigkeit	127
 Formelzeichen und Abkürzungsverzeichnis	 130
 Abbildungsverzeichnis	 135
 Tabellenverzeichnis	 137
 Literaturverzeichnis	 138

Kapitel 1

Einleitung

Die Energieversorgung in Deutschland und Europa steht momentan vor großen Herausforderungen. Einerseits wird die Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems durch nationale und europäische Forschungsprogramme vermehrt lanciert. Die Motivation hierfür liegt u. a. in den weltweiten Bemühungen zum Umweltschutz, innerhalb derer sich z.B. im Rahmen des Kyoto-Protokolls die 15 damaligen EU-Mitgliedstaaten dazu verpflichtet haben, ihren CO_2 -Ausstoß zu senken. Das Ziel ist hier, die Emissionen bis 2012 um im Mittel 8% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Zusätzlich wird der Bedarf an nachhaltigen Energiesystemen dadurch verstärkt, dass sich mehr und mehr eine Abhängigkeit der europäischen Staaten von Energieimporten einstellt [32]. Diese Abhängigkeit ist insbesondere deshalb als kritisch anzusehen, da z.B. die aktuellen Ressourcen des fossilen Energieträgers Erdgas nach aktuellem Kenntnisstand und bei Hochrechnung des heutigen Verbrauchs innerhalb von 50 Jahren erschöpft sein werden [98]. Im Gegensatz dazu ist davon auszugehen, dass sich der Bedarf fossiler Energieträger noch erhöhen wird (vgl. [47, 31]). Eine Möglichkeit, die Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems zu erhöhen, ist der Ausbau der *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. Sie ermöglicht es, thermische Energie, die bei der Stromerzeugung als Nebenprodukt anfällt und häufig aufgrund eingeschränkter Transportfähigkeit bei Großkraftwerken ungenutzt bleibt, sinnvoll als Heiz- oder Prozessenergie zu nutzen [2].

Andererseits besteht Handlungsbedarf in Bezug auf die momentan existierenden thermischen Kraftwerke. Sie sind z. T. stark überaltert. Rund ein Drittel des aktuellen Kraftwerksparks in Europa muss bis 2030 erneuert werden [95]. In Deutschland erweist sich die Situation durch den Ausstieg aus der Kernenergie als besonders schwierig, da allein die installierten Kernkraftwerke während ihrer vollen Nutzung zu rund einem Drittel zur Stromerzeugung beigetragen haben.

Vor dem genannten Hintergrund sind geeignete Ersatzstrategien zu finden. Dies kann einerseits durch die Substitution der Kraftwerkskapazität wie bisher durch Großkraftwerke erreicht werden. Jedoch ist das mit relativ hohen Investitionskosten und entsprechenden Risiken für die Investoren verbunden. Alternativ bietet sich die Möglichkeit, an mehreren Standorten kleinere Einheiten zu errichten. Hier ist zwar der elektrische Gesamtwirkungsgrad der Anlage oftmals geringer; doch ist das Investitionsrisiko ebenfalls reduziert. Entsprechende *Dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA)* sind gegenwärtig allerdings noch nicht vollständig am Markt etabliert.

Aufgrund der eingeschränkten Wärmetransportfähigkeit und nicht in allen Regionen vorhandenen Wärmenetzen ist es denkbar, KWK-DEA flächendeckend in elektrischen Verteilungsnetzen zu installieren. Diese Anlagen, die in der Literatur auch als Mini- oder *Mikro-Blockheizkraftwerk (Mikro-BHKW)* bezeichnet werden, ersetzen dann die Wärmezeugung per Heizkessel. Bedingt durch die KWK führt dies zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad. Die entsprechend bessere Brennstoffausnutzung wird zu einem reduzierten CO_2 -Ausstoß sowie der Schonung wertvoller fossiler Ressourcen bei vertretbarem unternehmerischen Risiko führen. Jedoch ist zu beachten, dass die Strom- und Wärmeproduktion dieser KWK-DEA nicht unabhängig voneinander erfolgt, sondern durch eine über den Betriebsbereich nahezu konstante Stromkennzahl gekoppelt ist. Gegenwärtig existieren verschiedene Anlagenkonzepte, die z. T. bereits als Prototypen oder Kleinseriengeräte in die Verteilungsnetze integriert werden (vgl. Anhang B). Somit ist es zu erwarten, dass sich hier eine neue Technologielinie für Stromerzeugungsanlagen auf KWK-Basis etablieren wird.

In Anbetracht der vorhandenen Förderung ist es denkbar, dass zukünftig KWK-DEA zusammen mit weiteren DEA-Typen, z.B. auf Basis von Windkraft oder Photovoltaik, flächendeckend in elektrischen Verteilungsnetzen installiert werden. Flächendeckend bedeutet in diesem Zusammenhang, dass parallel zu jeder Kundenlast im Verteilungsnetz eine DEA installiert ist, und somit das technische Potenzial für DEA in diesem Netzgebiet voll ausgenutzt wird. Diese sind jedoch historisch bedingt nicht zur Aufnahme von Energie an vielen Netzknoten konzipiert worden. Im Regelfall ist ein zentraler Punkt zur Leistungseinspeisung aus der nächst höher gelegenen Spannungsebene vorgesehen worden. Aus diesem Grund ist es notwendig, die Netze auf Eignung für zukünftig flächendeckende Einspeisungen von DEA zu untersuchen. Dies betrifft einerseits den ungestörten Netzbetrieb, andererseits die Schutztechnik. Ziel dieser Arbeit ist es, ein mögliches Verfahren dazu in Einzelschritten darzustellen. Die Betrachtung stützt sich dabei auf reale Beispielnetze aus dem Mittel- und Niederspannungsbereich. Die wesentlichen Aspekte werden in Bild 1.1 gezeigt. Sie gliedern sich in notwendige Analysen, die unbedingt vor der flächendeckenden Einführung von DEA durchgeführt werden müssen. Die Betrachtungen werden dann bis hin zu autonomen

Schutzsystemen für den Inselnetzbetrieb ausgeweitet. Diese ermöglichen die volle Ausschöpfung des Anwendungspotenzials, welches sich durch die DEA bietet.

Zunächst werden die Rahmenbedingungen und Parameter für die Analyse zusammengestellt (Kapitel 2). Da es einerseits wünschenswert ist, nicht jedes Netz einzeln zu analysieren, andererseits jedoch bedingt durch die historisch gewachsene Heterogenität der Netze eine Vielzahl von Variationen existiert, wird zunächst ein Klassifizierungsverfahren für Verteilungsnetze vorgestellt. Zur Bewertung der elektrischen Einspeisung durch die KWK-DEA ist zu beachten, dass diese mit hoher Wahrscheinlichkeit im wärmegeführten Betrieb gefahren werden, da der primäre Zweck ihrer Installation die Deckung des thermischen Bedarfs eines Gebäudes sein wird. Aufgrund der Koppelung von Strom- und Wärmeerzeugung ist somit der Wärmebedarf eines Gebäudes zu bestimmen. Da die Betrachtungen auf einen zukünftigen Zeitpunkt zielen, wird weiterhin eine Möglichkeit zur Prognose des Gebäudebestandes im jeweiligen Netzbezirk vorgestellt, auf den dann ein konkret zu analysierendes Netz ggf. anzupassen ist.

Sowohl die dezentralen Einspeisungen als auch die Lasten sind anhand von elektrischen und thermischen Lastprofilen zu beschreiben. Es wird eine Möglichkeit zur Abschätzung von thermischen Lastprofilen einzelner Gebäude unter der Berücksichtigung regionaler Parameter und von Energiespeichern, die in verschiedenen Betriebsarten gefahren werden können, vorgestellt. Dies ermöglicht es dann, anhand von vorgegebenen Jahresvolllaststunden die Bemessungsleistungen der DEA sinnvoll festzulegen, was letztendlich als Basisparameter in die Netzberechnung eingeht. Anschließend kann die eigentliche Analyse durch Betrachtung quasi stationärer Zustände erfolgen.

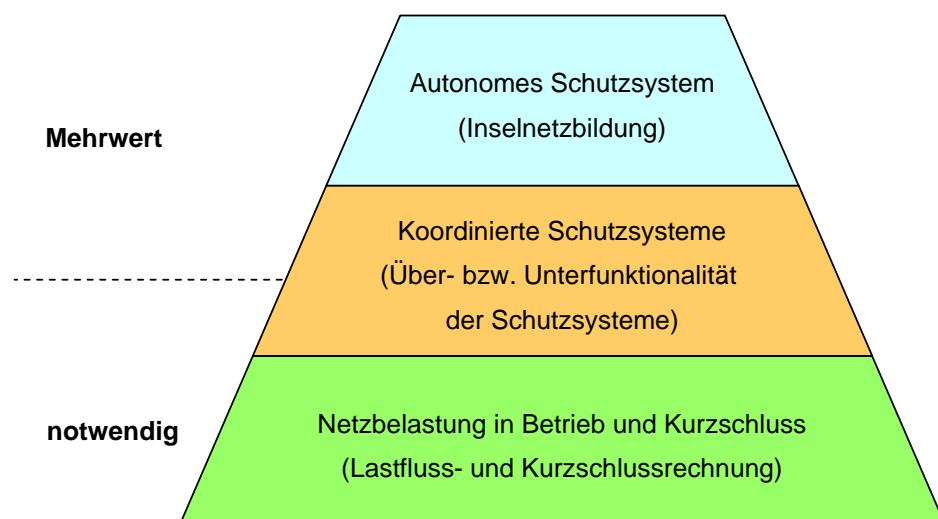


Bild 1.1: Gliederung der Themenbereiche

Im Kapitel stationärer Betrieb (Kapitel 3) werden Lastflussrechnungen mit Lastprofilen durchgeführt und die Beispielnetze einerseits auf Auslastung andererseits auf die Bilanzprofile zur nächst höheren Spannungsebene hin untersucht. Grundlage ist hier der flächendeckende Einsatz von DEA. Im Rahmen dieser Arbeit bedeutet dies, dass parallel zu jedem Haus- und Gewerbeanschluss im Verteilungsnetz eine DEA installiert wird.

In einem weiteren Schritt erfolgt die Bewertung des gestörten Netzbetriebs ebenfalls für den Fall des flächendeckenden DEA-Einsatzes (Kapitel 4). Hier ist zunächst die Verteilung der subtransienten Kurzschlussleistung von Relevanz. Weiterhin, wird auf die logische Funktionalität von Schutzgeräten und notwendige Verbesserungen am Beispiel von Maschennetzrelais eingegangen.

Eine Besonderheit, die durch konventionelle Schutzsysteme bisher nicht berücksichtigt wird, stellt die Inselnetzbildung dar. Bislang wird lediglich die ungewollte Bildung von Inselnetzen vermieden. In Deutschland und Österreich kommen hierzu Schutzgeräte, die nach [25] auf Netzimpedanzbasis arbeiten, zum Einsatz. Verlässliche Informationen über Auftrittswahrscheinlichkeit und den gewollten Betrieb von Inselnetzen nach dem Prinzip der USV existieren bislang nicht.

Abschließend erfolgt die Auswertung mit weiterführenden *Folgerungen*. Dies betrifft insbesondere den grundsätzlichen Systemaufbau von koordinierten Schutzsystemen bei DEA-Einsatz und die mit der Einführung verbundenen etwaigen Normungsbedarf. Weiterhin wird exemplarisch die Wirtschaftlichkeit einer einzelnen Anlage aus Sicht des Kunden analysiert.

Kapitel 2

Rahmenbedingungen zur Verteilungsnetzanalyse

Ziel dieses Kapitels ist die Analyse von Rahmenbedingungen und die Herleitung der relevanten Installationsszenarien von DEA auf KWK-Basis. Bereits heute sind verschiedene DEA-Typen am Markt verfügbar bzw. in der Markteinführungsphase. Bis hin zur flächendeckenden Installation der Anlagen sind noch erhebliche Entwicklungsfortschritte zu erwarten, die je nach staatlicher Förderung unterschiedlich stark ausgeprägt sein können und die Wirtschaftlichkeit der DEA bestimmen (vgl. 5.3). Die weiteren Betrachtungen erfolgen daher auf Basis der aktuellen Typen, wie sie in Anhang B dargestellt sind. Die zu ermittelnden Rahmenbedingungen sind gemäß Bild 2.1 in verschiedene Subprobleme zu untergliedern. Anhand des Bildes wird deutlich, dass hier viele zunächst unterschiedliche Aspekte betrachtet werden müssen, die jedoch alle entweder Voraussetzungen für die in den Kapiteln 3 und 4 gemachten Berechnungen darstellen oder den Bewertungsrahmen für die Ergebnisse definieren.

2.1 Gesetze, Richtlinien und Normen

Das in dieser Arbeit betrachtete Themengebiet umfasst sowohl den Bereich elektrischer Verteilungsnetze als auch den der lokalen Wärmeerzeugung und den jeweils korrespondierenden Verbrauch. Dieser Bereich ist in Deutschland durch entsprechende Gesetze, Richtlinien und Normen gut erfasst, die den Rahmen für die weiteren Betrachtungen aufspannen. Bild 2.2 zeigt allgemein

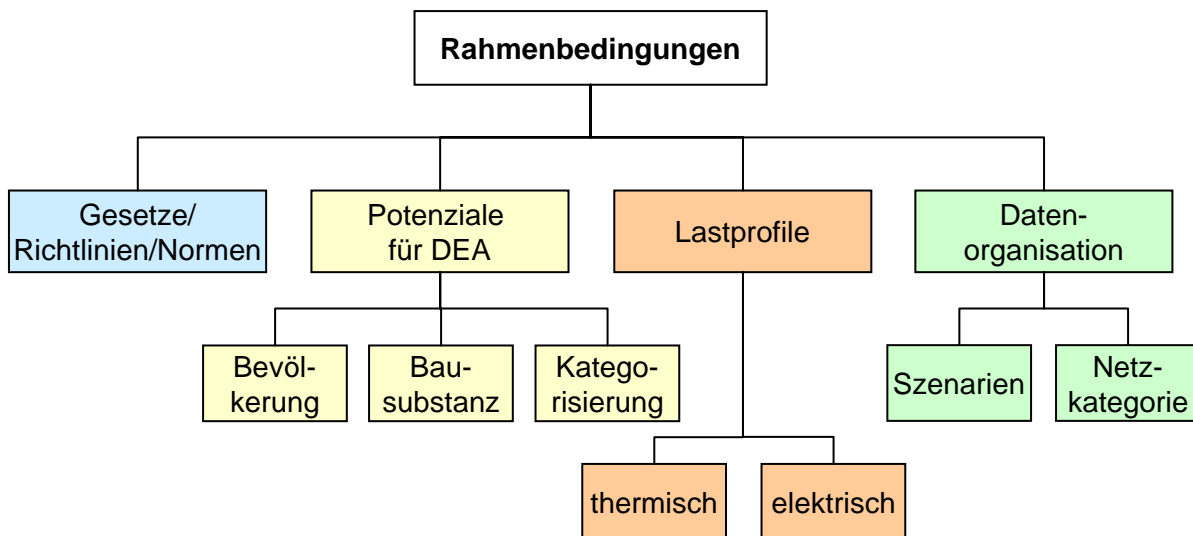


Bild 2.1: Relevante Rahmenbedingungen für KWK-basierte DEA

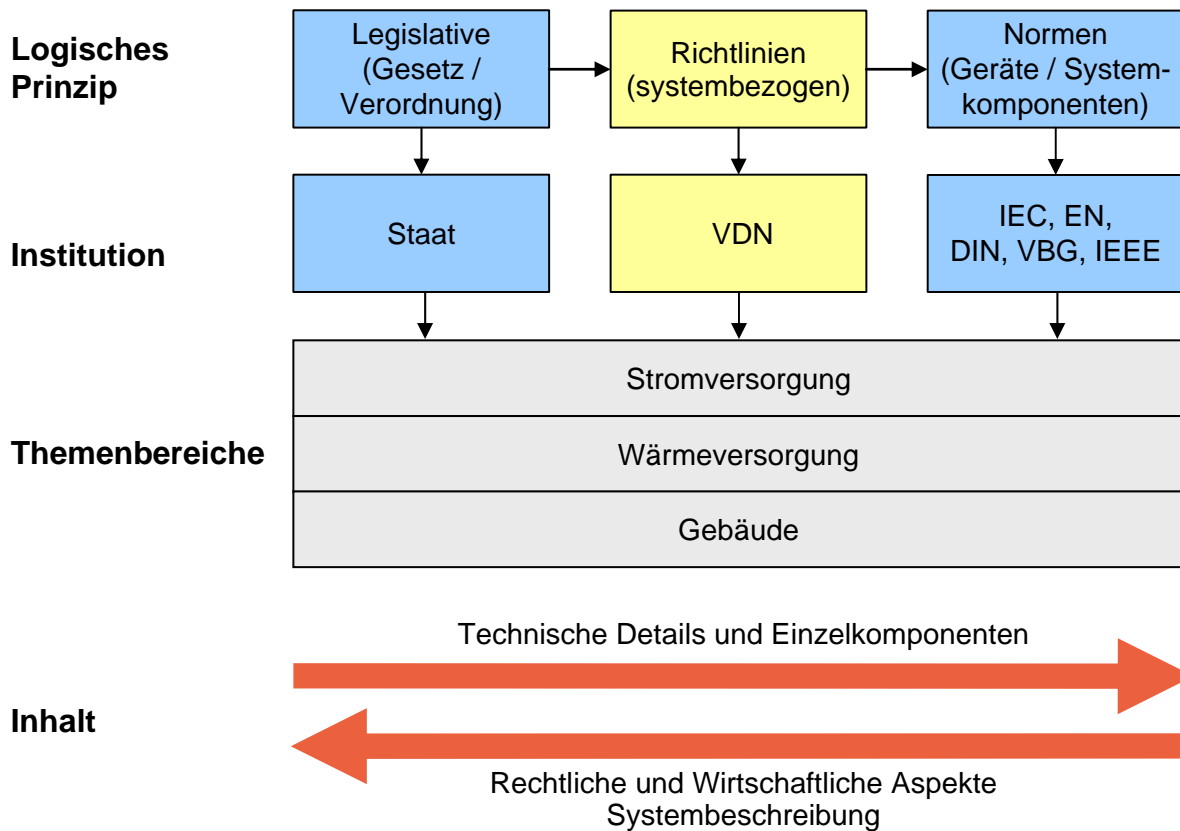


Bild 2.2: Übersicht über die Normungsstruktur

die systematische Abgrenzung der unterschiedlichen Regelwerksarten. Es ist darauf hinzuweisen, dass aus juristischer Sicht die Einzelnormen gegenüber den Richtlinien des *Verbands der Netzbetreiber (VDN)* als höherwertiger betrachtet werden müssen.

Als Beispiel für gesetzliche Regelungen können die Befugnisse der Bundesnetzagentur als Überwachungsorgan angeführt werden, die im *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* definiert werden; die Mindestvergütungssätze für erneuerbare Energien und das dazugehörige Umlageverfahren werden im *Erneuerbare Energiengesetz (EEG)* festgelegt. Die Gesetze unterlagen in Deutschland in der Vergangenheit häufigen Änderungen, was exemplarisch in Anhang A nachvollzogen wird. Hier kann nur ein Überblick über die relevanten Regulierungen gegeben werden. Für Details sei z.B. auf [54] verwiesen.

Die technischen Systemspezifika in Deutschland werden im Wesentlichen durch die Richtlinien des VDN gegeben, die auf den gesetzlichen Regelungen aufsetzen. Die für den Netzbetrieb wichtigste Richtlinie ist der *GridCode*, der je nach Anwendungsbereich in den *TransmissionCode* [9] für Übertragungs- und den *DistributionCode* [10] für Verteilungsnetze untergliedert ist (beide in der aktuellen Version von 2003). Die Schnittstellen zwischen den einzelnen Richtlinien und Gesetzen sind mitunter relativ komplex. Bild 2.3 zeigt die gegenseitigen Abhängigkeiten für den elektrischen Bereich in besonderem Hinblick auf DEA. Für die hier vorgestellten Betrachtungen sind im Wesentlichen

- der *DistributionCode2003* [10],
- die Technische Richtlinie (TR) *Eigenerzeugungsanlagen (EEA) am Mittelspannungsnetz (MS-Netz)* [91],
- die TR *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (NS-Netz)* [87],
- die Technischen Anschlussbedingungen *TAB2000* [86],
- sowie die *Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen* [88]

von Relevanz. Diese Richtlinien regeln das Systemverhalten und die Interaktion einzelner Systemkomponenten. Diese wiederum werden zusammen mit Systemkenngrößen, wie z.B. die Versorgungsqualität, detailliert in einzelnen Normen, wie in diesem Fall der EN50160 [23], definiert. Gleiches gilt für die Beschreibung einzelner Systemkomponenten und deren Bauelemente. Z. B.

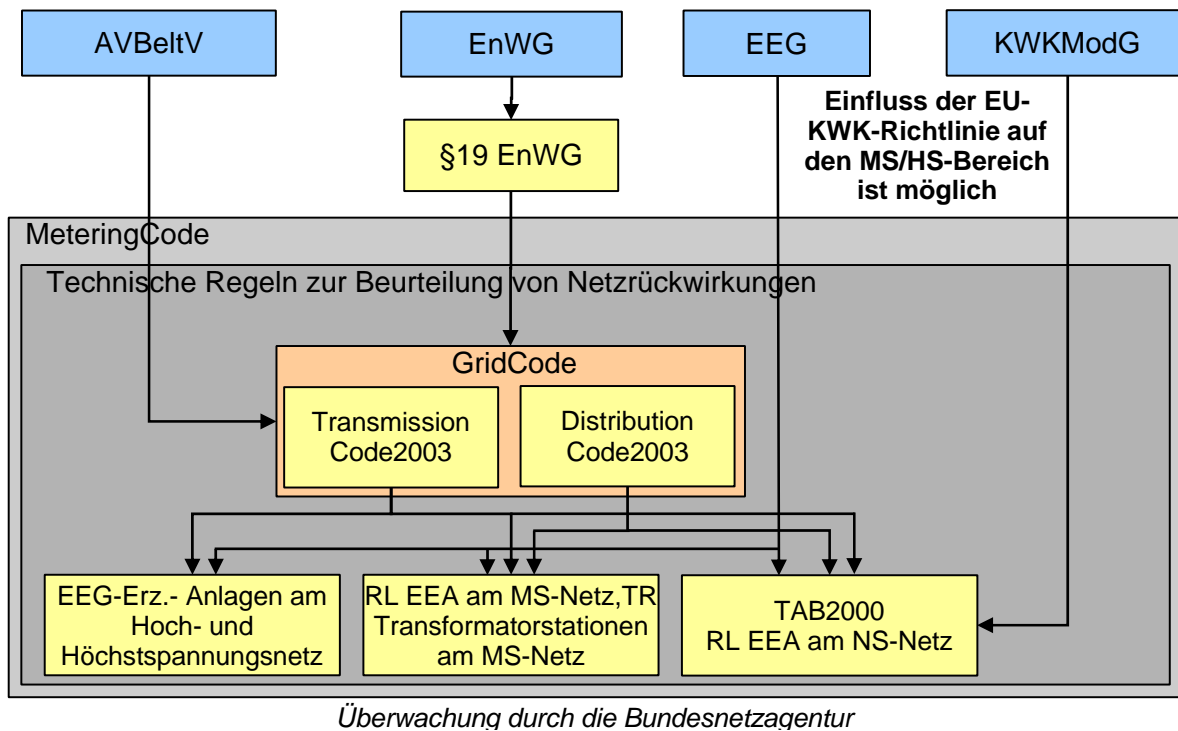


Bild 2.3: Vernetzungshierarchie der Regelungen im elektrischen Bereich

beschränkt sich die Norm IEC60146 [15] auf das Verhalten von Stromrichtern allgemein ohne ausführliche Betrachtung der Anwendung.

Da hier KWK-basierte DEA betrachtet werden, sind neben den relevanten Regulierungen für elektrische Netze auch diejenigen für den Wärmeerzeugungsbereich zu betrachten. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Wärmeerzeugung und dem Wärmeverbrauch, während Nah- und Fernwärmeverteilung hier nicht berücksichtigt wird. Eine Übersicht der relevanten Normen und Gesetze ist in Bild 2.4 gegeben. Beim Wärmeverbrauch ist die Ermittlung des täglichen Lastgangs in Abhängigkeit vom Baualter und den zum Bauzeitpunkt gültigen Verordnungen zu bestimmen. Dieser kann dann auf die Stromeinspeisung der KWK-Anlage umgerechnet werden, die die Schnittstelle zwischen elektrischem und thermischem System darstellt. Diese Umrechnung erfolgt im einfachsten Modell über die direkte Umrechnung mit Hilfe einer konstanten Stromkennzahl oder entsprechend den Vorgaben der AGFW-Richtlinie FW308 [1]. Weiterhin ist im Bereich der dezentralen Energieumwandlungsanlagen die Kommunikationsverbindung zwischen den einzelnen Anlagen und einem möglichen Leitsystem von Relevanz, sofern die Anwendungen *virtuelles Kraftwerk* (vgl. Kapitel 3.4.3) oder *koordiniertes Schutzsystem* (vgl. Kapitel 4.4 und 4.5) verfolgt werden. Obgleich nicht für diesen Zweck erstellt, liefert die Norm IEC 61850 [20] die grundlegende Struktur für derartige Anwendungen [52].

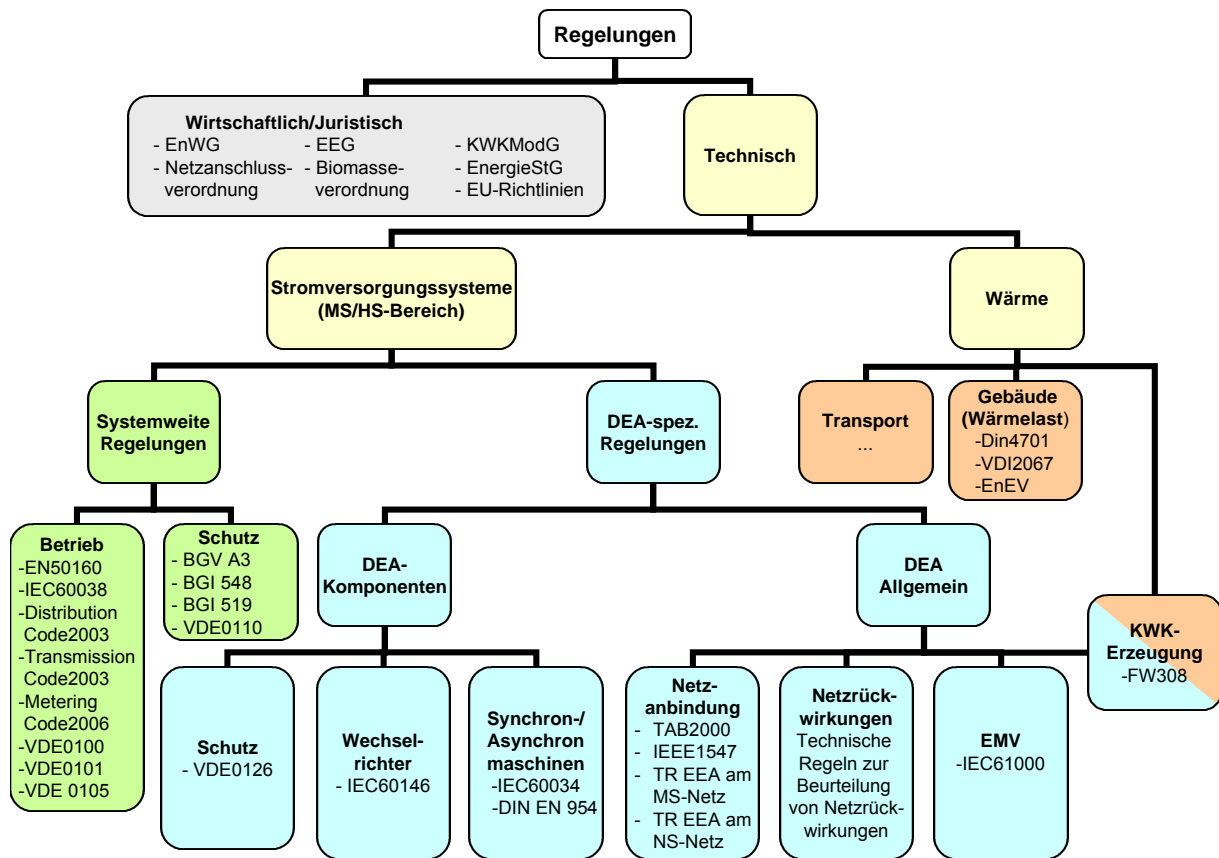


Bild 2.4: Übersicht über die relevanten Normen und Gesetze

2.2 Klassifizierung von elektrischen Verteilungsnetzen

Elektrische Verteilungsnetze werden gegenwärtig in verschiedenen Regionen mit unterschiedlichen Urbanisierungsgraden zur Versorgung von Verbrauchern und zukünftig immer häufiger zur Aufnahme von dezentral bereitgestellter Leistung betrieben. Aufgrund von regionalen Besonderheiten und der Tatsache, dass Verteilungsnetze häufig historisch gewachsen und sukzessive erweitert worden sind, existieren viele unterschiedliche Netzvarianten. Da die Netzdaten insbesondere im Verteilungsnetzbereich häufig nicht digitalisiert vorliegen, ist eine Analyse nach dem hier beschriebenen Procedere häufig mit großem Aufwand verbunden. Daher ist es wünschenswert, Netze in ihren Eigenschaften möglichst zusammenzufassen, um zumindest eine ungefähre Bewertung anhand von Referenzergebnissen geben zu können, die dann eine detaillierte Analyse rechtfertigt. Ein Verfahren hierzu wird nachfolgend vorgestellt.

Je nach Spannungsebene und Region werden neben Ring-, Stützpunkt-, Strang-, vermaschten und Netzen mit Gegenstation vor allem Strahl- und Maschennetze betrieben (vgl. Tabelle 2.1). Dabei

stellen Ring–, Strang– sowie Netze mit Gegenstation eine Untergruppe der Maschennetztopologie dar. Maschennetze, die von nur einem Mittelspannungsstrang gespeist werden, werden als *vermaschte Netze* bezeichnet. Verteilungsnetze werden häufig mit offenen *Trennstellen (TS)* betrieben, so dass Maschennetze von ihren Betriebseigenschaften her betrachtet oftmals effektiv auf Strahlennetztopologie zurückgeführt werden können. Dies ergibt eine vereinfachte Schutzauslegung. Aus Kostengründen werden in neu zu erschließenden Versorgungsgebieten häufig Strahlennetze gebaut. Aufgrund der langen Lebensdauern von Betriebsmitteln und Netzen sowie bedarfsgerechtem, stufenweise betriebenen Netzausbau können andere Topologien jedoch nicht vernachlässigt werden.

Die Kategorisierung in Netztopologien kann weiter ergänzt werden (vgl. Bild 2.5). Ein weiteres Merkmal stellen relative Last– Einspeisedichten dar. Hier besteht einerseits die Möglichkeit, die installierte Last– bzw. Einspeiseleistung auf die Fläche des dazugehörigen Versorgungsgebiets zu beziehen. Hiervon ist jedoch abzusehen, da dadurch z.B. Lastzentren in einem großen vornehmlich ländlich geprägten Versorgungsgebiet nicht ausreichend berücksichtigt werden. Andererseits können die installierten Leistungen auf die dazugehörige Stromkreislänge bezogen werden, wodurch eine im Vergleich zum Flächenbezug repräsentativere Darstellung erreicht wird. Unter Vernachlässigung der installierten Leistungen kann auch die Anzahl der Netzknoten je Leitungskilometer, die im Weiteren als Anschlussdichte bezeichnet wird, betrachtet werden.

2.2.1 Verfahren zur Netzklassifizierung

Aufbauend auf den vorhergehend gewählten Kriterien ergibt sich ein Klassifizierungsverfahren gemäß Bild 2.6. Die verwendeten Kriterien sind in Bild 2.5 rot gerahmt. Zunächst wird die Spannungsebene bestimmt, die eine Unterscheidung in Haupt– und Endverteilung repräsentiert (MS/NS).

	Stadt	Land
Mittelspannung	-Vermaschte Netze -Netze mit Gegenstation -Strangnetze -Ringnetze mit TS -Strahlennetze	-Stützpunktnetze -Ringnetze mit TS -Strahlennetze
Niederspannung	-Maschennetze -Vermaschte Netze -Strahlennetze	-Strahlennetze

Tabelle 2.1: Typische Netzformen

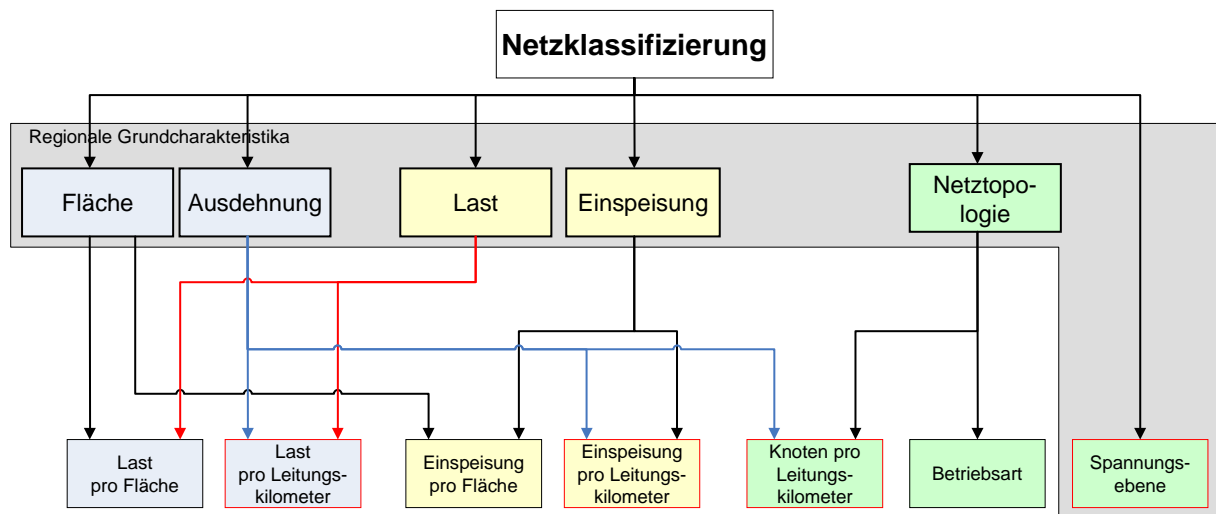


Bild 2.5: Klassifizierungsmöglichkeiten von elektrischen Netzen

Anschließend erfolgt eine Topologieanalyse. Es ist nicht die reale, sondern die durch die Netztrennstellen vorgegebene Netzstruktur zu berücksichtigen. Liegt bereits Strahlnetztopologie vor, so entfällt diese Betrachtung. Die Trennstellenanalyse ist derart vorzunehmen, dass jeweils die einfachste mögliche effektive Netztopologie erreicht wird [79].

Zur weiteren Klassifizierung sind die Leistungen der installierten Lasten zu berücksichtigen. Durch diese Merkmale wird die bisherige Unterscheidung in städtische und ländliche Netze hinreichend repräsentiert. Es wurden für diese Arbeit exemplarisch die Kategorien *Gering*, *Mittel* und *Hoch* bezogen auf die Stromkreislänge gewählt (vgl. Tabelle 2.2). Da jedoch vor allem in Bezug auf zukünftig mögliche flächendeckende Einspeisung mit erweiterten Anforderungen – z.B. in Hinblick auf Inselnetzbildung – zu rechnen ist, wird zusätzlich die Einspeisedichte als Merkmal herangezogen.

2.2.2 Auswertung

Aufgrund der unterschiedlichen Zwecke und der unterschiedlichen Betriebsweisen von Mittel- und Niederspannungsnetzen ist die Spannungsebene als übergeordnetes Unterscheidungskriterium hinzuzuziehen. Zur Bewertung und Auslegung von Schutzsystemen ist insbesondere wichtig, ob parallele Strompfade, potenzielle Kreisflüsse oder Rückspeisungen in andere Spannungsebenen auftreten können. Folglich sind die übergeordneten Topologiekriterien *vermascht* und *strahlenförmig* zu ergänzen. Eine detailliertere Unterteilung ist nur für autonome Betriebsführungssy-

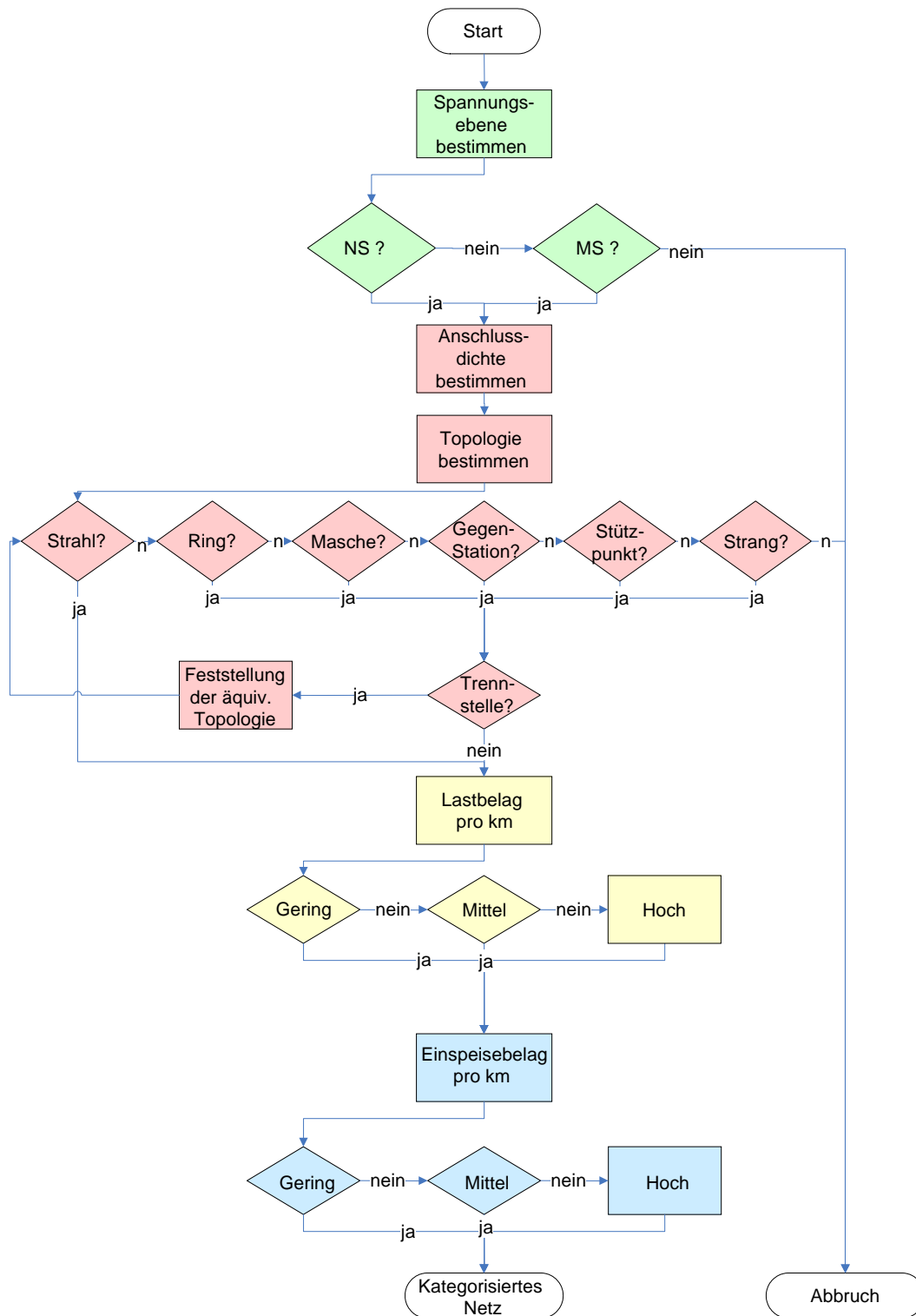


Bild 2.6: Klassifizierungsverfahren

steme, die z.B. automatisiert im Fehlerfall Topologieänderungen vornehmen, relevant.

Alle weiteren Klassifizierungsmerkmale können dann kombiniert werden. Sie können gemäß dem Histogrammprinzip (Vgl. Bild 2.7) analysiert werden. Die in der Abbildung dargestellten Ebenen stellen dabei Trennungsebenen zwischen z. B. städtisch und ländlich oder unterschiedlichen Klassifizierungen der Einspeisedichte dar. Durch die Betrachtung der Lasten und der Anschlussdichte lassen sich prinzipiell Regionen verschiedener Verstärterungsgrade identifizieren. Werden zusätzlich die Einspeisungen betrachtet, so sind auch z.B. Industrienetze sowie Windparks im ländlichen Raum identifizierbar, da hier auch die relativen Einspeisedichten vergleichsweise hoch sind.

2.2.3 Verifikation des Klassifizierungsverfahrens

Das unter 2.2.1 vorgestellte Verfahren wird anhand von zur Verfügung stehenden realen Beispielnetzen verifiziert. Aufgrund der noch nicht vorhandenen Einspeisungen werden diese bei der Verifikation vernachlässigt. Es werden exemplarisch Grenzwerte für die relative Last nach Tabelle 2.2 und Anschlussdichte nach Tabelle 2.3 angenommen.

Eine Übersicht der betrachteten Netze wird in Tabelle 2.4 gegeben. Die Netze A und B werden für die weiteren Analysen als Beispielnetze verwendet. Es ist zu beachten, dass im Netz C aufgrund von fehlenden Lastdaten eine extreme Last angenommen wird, was einer Worst-Case-Abschätzung entspricht. Ferner wurde mangels Informationen in Netz E die Berechnung der Anschlussdichte

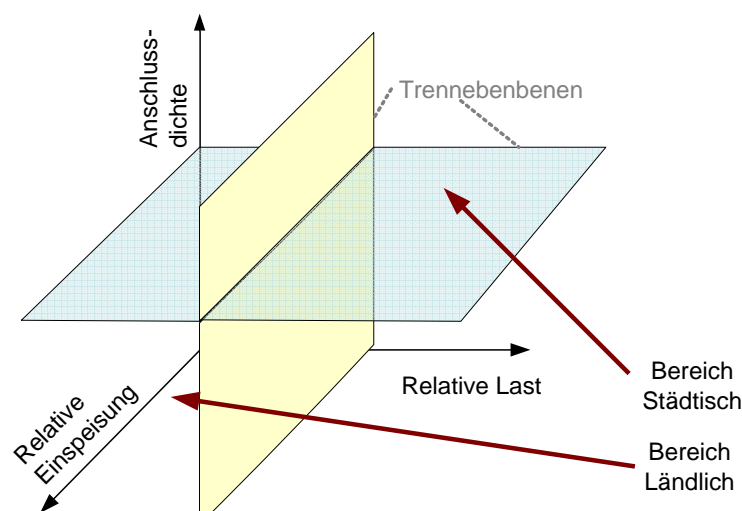


Bild 2.7: Auswertung der Klassifizierung

	(Ländlich)	Mittel (Städtisch)	Hoch (Innenstädtisch)
Relative Last [kVA/km]	≤ 10	$> 10 \wedge \leq 50$	> 50

Tabelle 2.2: Grenzwerte für die relative Last

Netz	Ländlich	Städtisch
Mittelspannung[1/km]	< 2	≥ 2
Niederspannung[1/km]	< 20	≥ 20

Tabelle 2.3: Exemplarische gewählte Grenzwerte für die relative Anschlussdichte

basierend den Verzweigungsknoten, nicht aber auf den Lastentnahmeknoten vorgenommen.

Bild 2.8 zeigt die Ergebnisse des Verfahrens für die Niederspannungsnetze, wobei die Dimension der relativen Einspeisung mangels Datenbasis vernachlässigt worden ist. Es ist festzustellen, dass eine Bewertung der Anschlussdichte per se einzig zur Unterscheidung zwischen städtisch und ländlich geeignet ist, während die Lastdichte gute Aufschlüsse in Bezug auf Wohngebiets- und Innenstadtnetze liefert. Die Verallgemeinerbarkeit von Verfahren und Grenzwerten auf beliebige Netze ist zu überprüfen.

Anhand der Klassifizierung der Verteilungsnetze wird es möglich, bei den weiteren Analysen strukturierter vorzugehen. So ist es z. B. möglich, direkt zu erkennen, dass ein Netz die in den Kapiteln 3 oder 4 durchgeführten Analysen nicht bestehen wird. Dadurch kann auf aufwändige

Netz	A	B	C	D	E
Region	Mischgeb.	Wohngeb.	City	Wohngeb.	City
Spannung [kV]	20	0,4	0,4	0,4	0,4
Topologie	vermascht	vermascht	vermascht	vermascht	vermascht
Eff. Topol.	Strahl	Strahl	Strahl	Strahl	Masche
P_l [kW]	27912	94	611	32,28	2110
Q_l [kW]	12355	37,35	173,28	12,81	690
P_g [kW]	-45573	-413	0	-480	-3187
Q_g [kW]	0	0	0	0	-1225
Stromkreis- länge [km]	53,85	5,46	2,33	2,33	24,43
Lastknoten	81	137	86	96	?
Knoten/km	1,5	25,1	36,9	41,2	10
Rel. Last [kVA/km]	566,84	18,53	272,57	14,91	90,87

Tabelle 2.4: Verwendete Beispielnetze

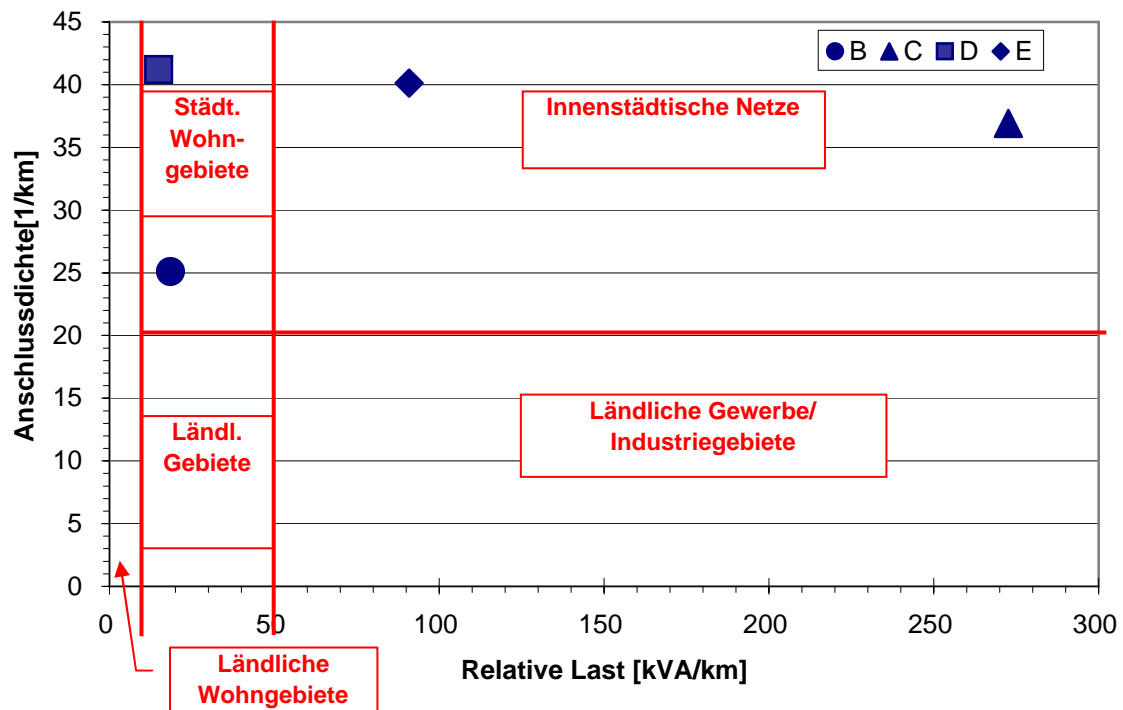


Bild 2.8: Verifikation der Klassifizierung

Datenbeschaffung und -eingabe verzichtet werden. Auch kann aus der Klassifizierung hervorgehen, welche Aspekte bei den Analysen besonderer Berücksichtigung bedürfen.

2.3 Gebäudebestand und thermischer Jahresbedarf

KWK-Anlagen können im strom- und im wärmegeführten Betrieb gefahren werden. Während im stromgeführten Betrieb die Höhe der elektrischen Einspeisung direkt vorgegeben wird, wird im wärmegeführten Betrieb primär eine Wärmeleistungsanforderung bedient und der eingespeiste Strom bestimmt sich indirekt über die Stromkennzahl der Anlage (für Details vgl. [1]). Nach [65] belaufen sich die gängige Stromkennzahlen von BHKW auf rund 0,35 bis 0,65, während sie bei Brennstoffzellenanlagen mindestens 0,8 beträgt. Es ist aufgrund der Kopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung notwendig, den thermischen Jahresbedarf zu bestimmen, der dann in weiteren Schritten bis hin zu stündlichen Energiewerten herunter gerechnet werden kann. Solch thermische Lastprofile dienen dann u. a. auch der Auslegung der Anlage. Eine solche Betrachtung setzt jedoch eine genaue Kenntnis des aktuellen Gebäudebestands voraus.

2.3.1 Bestandsprognose zur Abschätzung des thermischen Bedarfs

Da sich der Gebäudebestand im Lauf der Zeit ändert, ist zur Beurteilung des Wärmebedarfs, der durch KWK-Anlagen zukünftig gedeckt werden wird, die Veränderung des Baubestandes abzuschätzen. Hierzu stehen verschiedene Prognoseverfahren zur Verfügung. In heute üblichen Prognosen werden neben historischen Daten auch punktuelle und aus der Historie nicht vorhersagbare Faktoren abgeschätzt. Hierzu zählen:

- Konjunkturelle Entwicklung bzw. Bruttoinlandsprodukt
- Altersstruktur und Erwerbsbeteiligung der Bevölkerung
- Zu- und Abwanderungen
- Politische Paradigmen und Förderprogramme
- Gesellschaftliche Akzeptanz bestimmter Wohnungstypen
- Differenzierte Betrachtung verschiedener Wohnungsmarkttypen
- Differenzierung in Wohnungskategorien
- Kostenentwicklung für Baumaßnahmen und Energie

Die obigen Kenngrößen können in ihren Einflüssen unterschiedlich starke Ausprägungen haben und sind teils nicht vollständig mathematisch erfassbar. Der Wanderungssaldo z. B. kann einen großen Einfluss auf die Siedlungsstruktur haben, da in Westeuropa der Trend zu Ein- bis Zweifamilienhäusern geht, während in Osteuropa große Plattenbauten üblich sind.

Das Prognoseziel im Kontext dieser Arbeit ist die Gebäudestruktur in einem ausgewählten Netzbereich. Der Zeithorizont beträgt hier ca. 25 Jahre. Die Prognose ist nach dem Wärmebedarf der Gebäude zu differenzieren, um die Auswirkungen von KWK-DEA analysieren zu können. Augenblicklich verfügbare Prognosen (z.B. [6, 93, 59]) weisen für den hier verfolgten Zweck die Nachteile auf, dass sie einerseits zu große Areale betrachten und dass andererseits der Fokus auf *Wohneinheiten (WE)* gelegt wird. Dies bedingt eine Gliederung in lediglich Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser, was gerade bei größeren Gebäuden aus energietechnischer Sicht als zu ungenau betrachtet werden muss. Zusätzlich erfolgt lediglich eine Subkategorisierung in Gebäudealterklassen. Energietechnische Ertüchtigungen bleiben weitestgehend unberücksichtigt. So kann es

z.B. vorkommen, dass ein Gebäude aus der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts nach geeigneten Renovierungsmaßnahmen aus energietechnischer Sicht als Gebäude des Baujahres 1990 betrachtet werden muss. Dieser Aspekt ist in zukünftigen Prognosen zur Analyse des Gebäudeenergiebedarfs zu berücksichtigen.

Aufgrund des mit einer genauen Prognose verbundenen Aufwands wird im Folgenden exemplarisch eine Potenzialschätzung anhand von historischen Daten vorgenommen. Dazu muss eine Kategorisierung der Gebäude in effektive Altersklassen vorgenommen werden. Hierzu sind Zu- und Abgänge gemäß Bild 2.9 zu berücksichtigen. In Erweiterung zu [38] sind auch die aus energietechnischer Sicht relevanten Fluktuationen durch Renovierungsmaßnahmen zu betrachten. In Hinblick auf eine Prognose kann der dargestellte Zusammenhang mathematisch für eine Kategorie K und ein Jahr i durch den die Gleichung (2.1) beschrieben werden. Hierbei werden die verschiedenen Gebäude zunächst abstrakt in Kategorien zusammengefasst, die verschiedene Stufen der Energieeffizienz repräsentieren. Eine genaue Festlegung dieser Kategorien für diese Arbeit erfolgt unter 2.3.2.

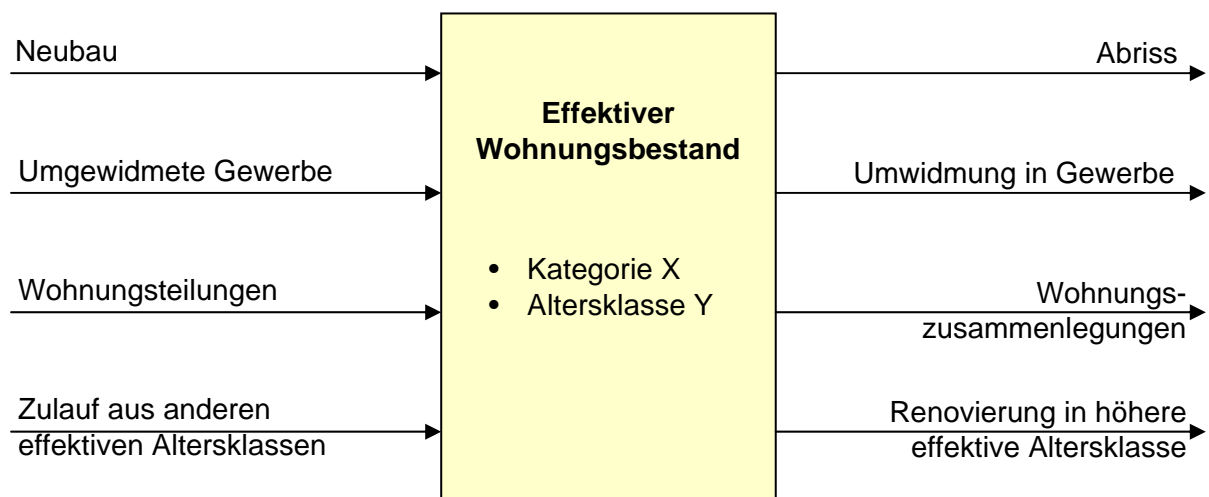


Bild 2.9: Altersklassen in Erweiterung von [38]

$$\begin{aligned}
B_{K,i+1} = B_{K,i} \cdot & \left(1 - \sum_{\substack{L \\ L \neq K}} f_{KL,i} \right. \\
& + f_{K,Zubau,i} - f_{K,Abriss,i} \\
& + f_{K,Teilung,i} - f_{K,Verbund,i} \\
& \left. + f_{K,WE,i} - f_{K,GW,i} \right) + \sum_{\substack{L \\ L \neq K}} B_{L,i} \cdot f_{LK,i}
\end{aligned} \tag{2.1}$$

mit $f_{x,x,i} \in [0, 1]$, jahresabhängige relative Veränderung
 B_X Bestand einer Gebäudekategorie
 K Betrachtete Gebäudekategorie
 L Laufindex über alle Gebäudekategorien

Die Faktoren $f_{x,x,i}$ geben hier jahresabhängig die relative Veränderung in Bezug auf den aktuellen Bestand für

KL	Abgang in andere Kategorien L
LK	Zugang aus anderen Kategorien L
$Zubau$	Baufertigstellungen
$Abriss$	Gebäudeabgangsrate
$Teilung$	Teilung von einer in mehrere WE
$Verbund$	Verbund von mehreren WE zu einer großen WE
WE	Neue Wohneinheiten durch Umwidmung aus Gewerben
GW	Wegfallende Wohneinheiten durch Umwidmung in Gewerbe

an. Theoretisch können Gebäude von jeweils einer in eine beliebige andere Kategorie übergehen, so dass in Bezug auf die Faktoren $f_{KL,i}$ und $f_{LK,i}$ eine Matrixstruktur vorliegt. In der Praxis kann der Fall der energetischen Verschlechterung eines Gebäudes als unrealistisch angesehen werden. Ist nun ein höherer Index gleichwertig mit einer höheren Energieeffizienz, kann im ersten Summenterm der Gleichung (2.1) eine Beschränkung auf den Bereich $L > K$ vorgenommen werden. Analog ist bei den Zuwächsen aus anderen Kategorien, die durch den zweiten Summenterm ausgedrückt werden, unter dieser Voraussetzung die Einschränkung $L < K$ zu wählen. Hierdurch zerfällt die

Matrixstruktur in zwei Dreiecksmatrizen, die den jeweiligen Summen in (2.1) zu Grunde liegen. Dies kann ggf. weiter vereinfacht werden, so dass nur ein Übergang in benachbarte Kategorien zugelassen wird, oder es werden Zu- und Abgangsraten je Kategorie ohne dedizierte Zielkategorie betrachtet. Dies bedeutet eine Reduktion auf Matrizen mit je einer besetzten Nebendiagonale oder auf ein Skalar.

Häufig sind die Baufertigstellungen und Gebäudeabgangsraten über die Zahl der WE je Gebäude aus den wohneinheitsnormierten Kenngrößen zu berechnen. Dabei können die Abgänge u. U. wie in [44] auch auf die Fertigstellungen bezogen werden. Insgesamt ist folgende Umrechnung vorzunehmen:

$$f_{Geb} = \frac{f_{WE}}{n_{WE}} \quad (2.2)$$

Hierbei stellt f_{WE} eine auf Wohneinheiten bezogene Änderungsrate dar, die über die Anzahl der WE je Gebäude n_{WE} auf eine gebäudespezifische Änderungsrate f_{Geb} umgerechnet wird.

2.3.2 Kategorisierung der Gebäude

Ziel der Betrachtung ist die Klassifizierung von Gebäuden in einem Versorgungsgebiet nach ihrem jährlichen thermischen Energiebedarf. Wird von einem effektiven Baualter mit zugeordnetem Wärmebedarf ausgegangen, das neben dem tatsächlichen Alter mögliche energietechnische Ertüchtigungen beinhaltet, so kann hieraus zusammen mit Hilfe der Anzahl der WE im Gebäude der thermischen Bedarf bestimmt werden. Für die Altersklassifizierung bietet sich in diesem Fall eine Orientierung an den relevanten Wärmeschutzrichtlinien (vgl. 2.1) an. Über die Anzahl der WE wird gleichzeitig die Bauweise, d.h. beispielsweise die Typisierung in Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie die Grundfläche, erfasst. Hier werden exemplarisch die Grundflächen laut Statistik des Landes Baden-Württemberg [53] angenommen.

Eine tiefer greifende Analyse kann nur im Einzelfall sinnvoll sein, da dort explizit Werte wie z.B. die Wärmedurchgangskoeffizienten (k-Werte) des jeweiligen Gebäudes verwendet werden müssen. Es ist darauf hinzuweisen, dass sich die Literaturangaben für den überschlägigen Jahresheizwärmebedarf je Kategorie unterscheiden (vgl. [46, 96, 67]). Somit sind für konkrete Analysen die in dem betrachteten Areal existierenden Gebäude zu kategorisieren und Referenzgebäude zu

bilden. Für diese ist der Wärmebedarf dann explizit zu berechnen. Verfahren hierfür sind in [67] zu finden. Auch in der neuen Version der augenblicklich zurückgezogenen Norm VDI 2067 [83] ist ein entsprechendes Abschätzungsverfahren zu erwarten. Es ergibt sich für die Kategorisierung eine Klassifizierungsmatrix, für die hier die in Tabelle 2.5 gewählten Parameter verwendet werden. Die Definition der Kategorien erfolgt analog [65] während sich die Altersklassifizierung auf Erfahrungswerte [96] stützen.

Klasse	Gebäudekategorie	Wohnfläche [m^2]
I	verbrauchsintensive Gewerbe (Kliniken, Schwimmbäder etc.)	-
II	sonstige Gewerbe (Bürogebäude, Schulen, etc.)	-
III	1 Wohneinheit	124
IV	2 - 3 Wohneinheiten	92
V	4 - 7 Wohneinheiten	73
VI	8 - 15 Wohneinheiten	73
VII	16 - 25 Wohneinheiten	73
VIII	26 - 45 Wohneinheiten	73
IX	46 - 75 Wohneinheiten	73
X	>75 Wohneinheiten	73

(a) Kategorisierung in Gebäudetypen nach [65] mit Grundflächen nach [53]

Klasse	Baujahr	EFH [$\frac{kWh}{m^2 a}$]	MFH [$\frac{kWh}{m^2 a}$]
A	<1958	200	180
B	1959-1968	150	170
C	1969-1977	140	130
D	1978-1983 (WSchV77)	120	100
	1984-1990 (WSchV82)	120	100
	1991-1994	Verschieden, näherungsweise s.o.	
E	1995-2001 (WSchV95)	90	80
F	>2002 (NEH, EnEV02)	<70	<55

(b) Kategorisierung nach Gebäudealter mit Erfahrungswerten nach [96]

Tabelle 2.5: Kategorisierung der Gebäudestruktur

2.4 Lastprofile

Wie unter 2.3 erläutert dienen Lastprofile u. a. zur Auslegung einer Erzeugungsanlage. Aufgrund der Berücksichtigung der KWK sind in diesem Fall sowohl thermische als elektrische Lastprofile notwendig. Ferner sind sie als Grundlage der Berechnungen im Kapitel 3 zu verwenden, um eine Aussage über die tageszeitliche Auslastung der einzelnen Netzbetriebsmittel treffen zu können.

In Hinblick auf die untersuchten KWK-Anlagen werden im Niederspannungsbereich ausschließlich Wohngebiete betrachtet, so dass eine Beschränkung auf die Kategorien III-X erfolgt, und etwaige Gewerbe wie unter 3.1 beschrieben vernachlässigt werden. Die Auslegung der DEA in den Gewerbeeinheiten des Mittelspannungsbereich dagegen erfolgt anhand des ebenfalls unter 3.1 vorgestellten Prinzips. Sowohl die elektrischen als auch thermischen Lastprofile werden auf Energiebedarfsbasis aufgestellt, die dann mit geeigneten Mitteln auf stündliche bzw. viertelstündliche Energiewerte herunter gerechnet werden. Aus diesen kann dann eine korrespondierende Leistung je Basiszeiteinheit berechnet werden. Dabei stellt dieser Wert einen zeitlichen Mittelwert über ein Bezugsintervall dar. Daher ist zu beachten, dass je größer die Varianz innerhalb dieses Intervalls ist, desto kürzer es gewählt werden muss, um zu große Abweichungen vom tatsächlichen Maximum zu vermeiden. Alternativ können hinreichend große Lastkollektive mit einem relativ großem Basiszeitintervall modelliert werden, da sich hier verfahrensbedingt eine Glättung der unterliegenden Einzelprofilmaxima einstellt. Dies führt dazu, dass im dynamischeren elektrischen Bereich *Standardlastprofile (SLP)* auf Viertelstundenbasis gewählt werden, die nur für das repräsentative Verhalten von z.B. Netzbezirken verwendet werden können. Dagegen können die betrachteten thermischen Lastprofile aufgrund der Trägheit der thermischen Systeme in Verbindung mit den oftmals verwendeten thermischen Speichern direkt für einzelne Objekte verwendet werden.

Für die hier durchgeführten Analysen wird das Typtagverfahren verwendet. Die Unterscheidung erfolgt in Werk-, Sams- und Sonntage sowie in die Jahreszeiten Übergang, Sommer und Winter. Elektrische Standardlastprofile stehen lediglich im Typtagformat zur Verfügung. Sofern notwendig, werden Referenztage gemäß Tabelle 2.6 zur Erstellung der saisonalen Lastprofile angenommen. Verwendet wird der jeweils diesem Datum nächstgelegene Werk-, Sams- oder Sonntag. Eine detaillierte Betrachtung ist nur zur Analyse spezieller Problemstellungen in konkreten Netzbereichen sinnvoll. Für die unter Kapitel 3 folgenden Netzberechnungen werden die Typtage zu den in der Tabelle angegebenen Anzahlen verwendet. Dies entspricht den Standardeinstellungen des Netzberechnungsprogramms *NEPLAN*[®].

Saison	Referenztag	Zeitraum Berechnung	Tage
Winter	15. Januar	1. November - 20. März	134
Übergang	15. April	21. März - 14. Mai 15. September - 31. Oktober	122
Sommer	15. Juni	15. Mai - 14. September	109

Tabelle 2.6: Aufteilung der Typtage

2.4.1 Elektrische Lastprofile

Elektrische Lastprofile dienen zur Auslegung von elektrischen Lasten für spätere Simulationen. Sie sind in [28] bereits ausführlich untersucht worden. In dieser Arbeit wird je nach lokaler Auflösung unterschieden:

Geringe lokale Auflösung

Die geringe Auflösung ist relevant, um das Verhalten einzelner Netzbezirke bzw. ganzer Niederspannungsnetze insgesamt zu bewerten. Zu diesem Zweck stehen SLP zur Verfügung, was Stand der Technik ist [29]. Es handelt sich um statistisch gemittelte Verläufe, die somit nicht den einzelnen Lastspitzen und lokalen Besonderheiten eines Netzes Rechnung tragen, jedoch zur Bewertung des allgemeinen Lastverhaltens von Verbraucherkollektiven sehr gut geeignet sind. Für die vorgestellten Untersuchungen werden die SLP eines deutschen Netzbetreibers verwendet [29].

Hohe lokale Auflösung

Zur detaillierten Studie eines Lastverhaltens steht eine Messung des elektrischen Verbrauchs eines Einfamilienhauses zur Verfügung, die vom *Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LS ESW)* durchgeführt worden ist [11]. Auf diese Daten ist bei der detaillierten Analyse eines bestimmten Netzbezirks zurückzugreifen, insbesondere bei dynamischen Analysen.

In diesem Fall ist zu beachten, dass nicht pauschal die Lastspitze des gemessenen Verlaufs als Bemessungsleistung der Lasten anzusetzen ist. Vielmehr ist die Gleichzeitigkeit zu beachten. In [90] ist der Gleichzeitigkeitsgrad für ein unendlich großes Kollektiv von Lasten mit Elektroherden zu $g_{\infty} = 0,25$ angegeben. Mit Hilfe der ebenfalls dort gegebenen Formeln

$$g_n = \frac{P_{max,n}}{n \cdot P_{max,1}} \quad (2.3)$$

und

$$g_n = g_\infty + \frac{1 - g_\infty}{\sqrt{n}} \quad (2.4)$$

ergibt sich das Maximum je WE unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit zu

$$\frac{P_{max,n}}{n} = \left(g_\infty + \frac{1 - g_\infty}{\sqrt{n}} \right) \cdot P_{max,1} \quad (2.5)$$

Für städtische Gebiete ist der Faktor \sqrt{n} durch $n^{\frac{3}{4}}$ zu ersetzen, um praxisnähere Resultate zu erreichen (vgl. [90]):

$$\frac{P_{max,n}}{n} = \left(g_\infty + \frac{1 - g_\infty}{n^{\frac{3}{4}}} \right) \cdot P_{max,1} \quad (2.6)$$

Im Referenz-Niederspannungsnetz kann somit z.B. für eine gemessene Spitzenlast von 3,6kW und ein Kollektiv von 242 Haushalten die mittlere effektive Kollektivspitze zu 0,94kW bestimmt werden. In Anbetracht der Zielsetzung der Analyse von KWK-DEA dürfen hier nicht die Faktoren g_∞ für Durchlauferhitzer oder Speicherheizungen verwendet werden, da der dazugehörige Wärmebedarf direkt durch die DEA gedeckt wird. Unter dieser Voraussetzung kann ein entsprechend skaliertes, gemessenes Lastprofil auch bei der Simulationsrechnung für mehrere Lasten verwendet werden.

2.4.2 Thermische Lastprofile

Thermischen Lastprofilen kommt dahin gehend besondere Bedeutung zu, dass die erzeugte thermische Leistung lokal an den jeweiligen Verbrauch der Gebäude angepasst werden muss, sofern kein Nah- oder Fernwärmeanschluss vorhanden ist. Dies bedeutet, dass die thermischen Lastpro-

file zusammen mit der Auslegung von thermischen Pufferspeichern die äquivalenten Jahresvolllaststunden einer KWK-DEA bestimmen, unter der Voraussetzung, dass die durch sie erzeugte elektrische Leistung bei ausreichend dimensionierten elektrischen Netzen (vgl. Kapitel 3.1) uneingeschränkt abtransportiert werden kann. Es existieren verschiedene computergestützte Dimensionsierungsprogramme für BHKW-Systeme, die jedoch lediglich Bemessungs- und Kennwerte liefern aber keinen Einblick in die Funktionsweise des Programms und die verwendeten theoretischen Zusammenhänge geben.

Daher wurde für diese Arbeit ein teils analytisches, teils statistisches Verfahren verwendet, das sich, wie in Bild 2.10 dargestellt ist, in fünf Teilschritte untergliedert:

1. Jahreswärmebedarf Q_a

Mit dem Ziel der Lastprofilbestimmung ist der Jahreswärmebedarf der Referenzgebäude zu ermitteln. Dies kann durch explizite Modellierung und Berechnung eines spezifischen Gebäudes erfolgen. Ferner können in Normen (z.B. [26, 83]) eingeführte Abschätzungsverfahren verwendet werden oder, wie in dieser Arbeit (vgl. 2.3 sowie Tabelle 2.5), Erfahrungswerte angesetzt werden. Die wichtigsten Parameter beinhalten:

- Anzahl der WE
- Wohnfläche je WE
- Normwärmebedarf bzw. Gebäudemodell mit Wärmedurchgangswerten, Gebäudemantelfläche etc.
- Bewohner je WE
- Lüftungsverhalten
- Erwerbstätigkeitsstatus der Bewohner

Ein Vergleich der hier angesetzten Abschätzung der Gebäudekategorien C und D nach Tabelle 2.5 zeigt gemäß Bild 2.11 gute Ergebnisse im Vergleich zu einer gebäudescharfen Berechnung mit kommerzieller Software für vergleichbare Gebäudetypen. Da zukünftig zwar der Altbestand das größte Potenzial für DEA bieten wird, jedoch mit Energieeinsparmaßnahmen zu rechnen ist, wird im Weiteren auf Gebäude des weniger energieintensiven Typs D eingegangen.

2. Tageswärmebedarf $Q_d(\vartheta)$

Aufbauend auf dem Jahreswärmebedarf wird nun anhand statistischer Methoden der Tageswärmebedarf bestimmt. In [41] ist ein statistisches Verfahren zur Aufteilung stündlicher

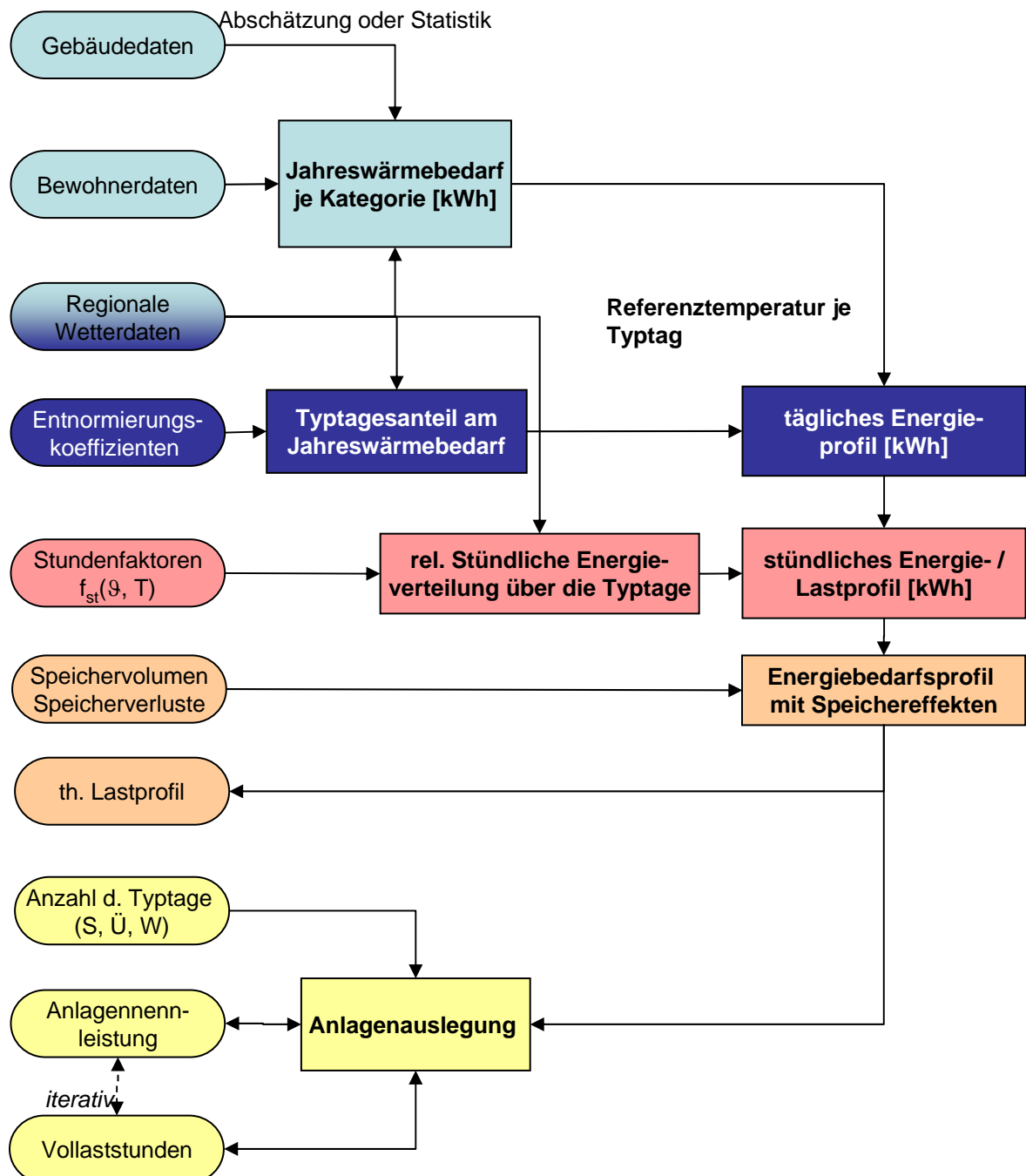


Bild 2.10: Verfahren zur thermischen Auslegung von DEA

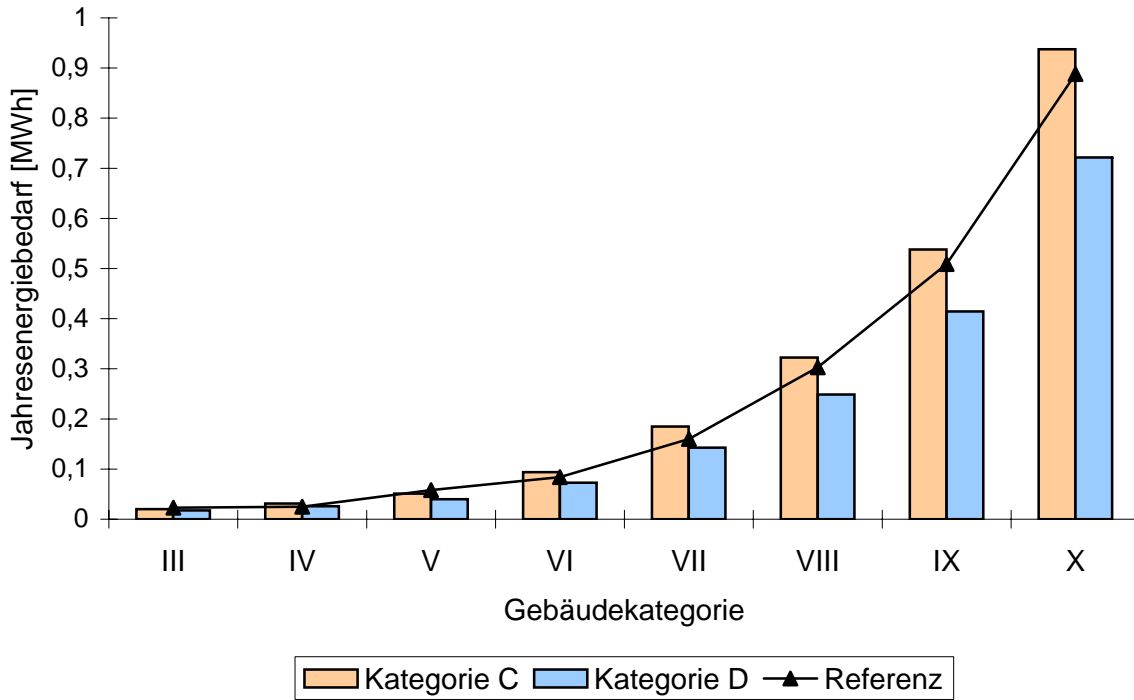


Bild 2.11: Vergleich von Wärmebedarfsabschätzungen

Lastprofile aufgestellt worden. Auf Basis der von einer Gebäudeklasse benötigten Jahresenergie und des in einem Gebiet vorherrschenden Temperaturverlaufs sind mittels Regressionsrechnung gebäudenormierte Sigmoidverteilungsfunktionen des Verbrauchs bestimmt worden. Mit Hilfe der vier Koeffizienten A-D der Verteilungsfunktion nach Gleichung (2.7) und der jeweiligen Tagestemperatur kann so der Energieanteil bestimmt werden, der an einem bestimmten Tag zur Jahresenergie beigetragen wird. (s. auch [33]). Aufgrund des statistischen Ansatzes lassen die vier Koeffizienten keine direkten Rückschlüsse auf physikalische Zusammenhänge zu. Es ergeben sich laut [41] z. B. für Gebäude der Kategorie III D die Faktoren A=2,79, B=-37,20, C=5,40 und D=0,17.

$$Q(\vartheta) = h(\vartheta) \frac{\bar{Q}}{\bar{h}} \quad (2.7)$$

wobei

- ϑ : Mittlere Außentemperatur am betrachteten Tag
- ϑ_0 : Bezugstemperatur, frei wählbar zum Zweck der Polstellenvermeidung
- \bar{h} : Mittelwert über das Jahr des normierten Verbrauchs
- \bar{Q} : Gemittelte Tagesenergie
- $h(\vartheta) = \frac{A}{(1+(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0})^C)} + D$: statistisch ermittelte Regressionsfunktion

3. Bestimmung der Stundenwerte

Die ermittelten Tagesenergien sind anschließend auf Stundenwerte herunterzurechnen. In [33] sind dazu tabellarische Stundenfaktoren aufgestellt worden, die es ermöglichen, stündlich aufgelöste Energieverteilungen für einen Tag zu erstellen, wobei für die Heizungsanlagen eine Nachtabsenkung angenommen worden ist. Diese Profile geben bei Bestimmung der Eingangsenergie Q_a in kWh gleichzeitig den mittleren Leistungsbedarf in einer Stunde an, so dass sich bei stündlicher Auflösung des Energiebedarfsprofils gleichzeitig ein Lastprofil in kW ergibt. Daher wird hier für die thermischen Lastprofile eine Basiszeiteinheit von einer Stunde gewählt. Entsprechend können die thermischen Profile bereits für Anlagen ohne Energiespeicher als Einspeiseprofile verwendet werden.

Im Vergleich zu einer Betrachtung (vgl. Bild 2.12) von Referenzspitzenwerten nach [65] fällt eine deutlich verringerte Spitzenlast von bis zu 40% auf. Dies liegt einerseits daran, dass die Referenzrechnung zur Auslegung von BHKW durchgeführt worden ist und entsprechend Maximalwerte verwendet. Andererseits wird sie durch die Herleitung der Lastprofile auf Basis der Regressionsrechnung verursacht. Verfahrensbedingt treten nunmehr Effekte durch statistische Mittelwertbildung auf, durch die es jedoch erst möglich wird, große Gebäudekollektive ohne scharfe Modellierung zu analysieren. In Anbetracht dessen, dass die Wärme-

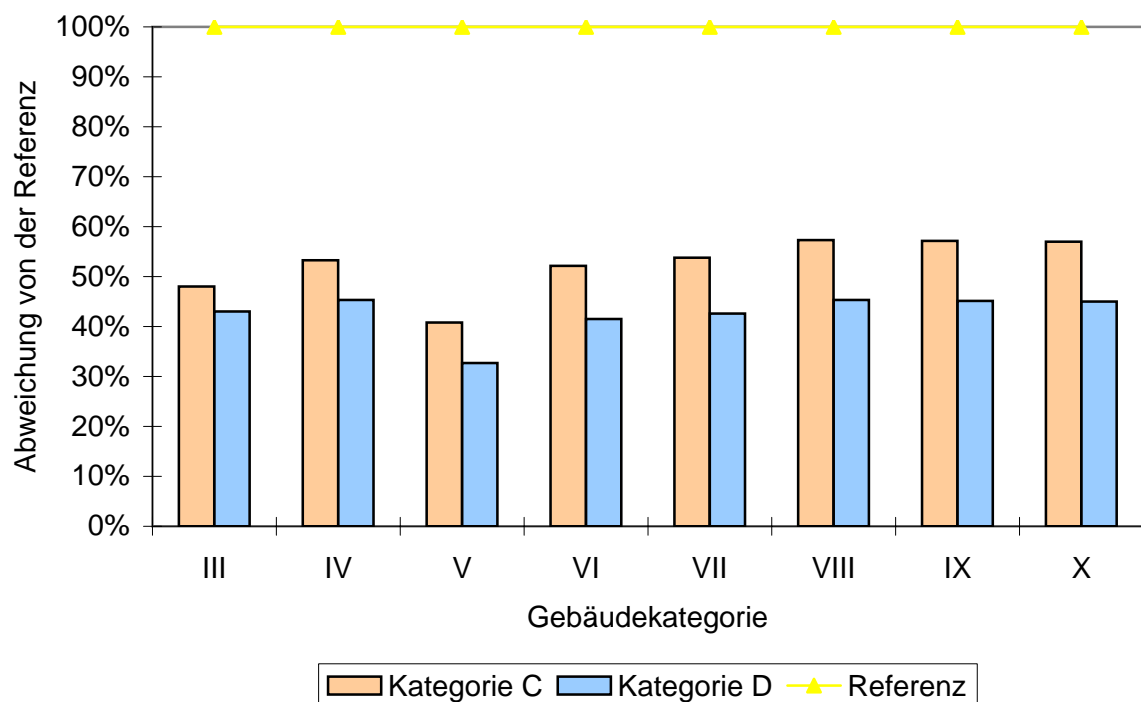


Bild 2.12: Spitzenlast bei Wohngebäuden im Vergleich

bedarfskurven in den meisten Fällen durch Energiespeicher ausgleichend beeinflusst werden (Peakshaving, s. nachfolgend), wird dieser Effekt bei den weiteren Betrachtungen eliminiert und kann vernachlässigt werden.

4. Berücksichtigung von Energiespeichern

Aufgrund der Verwendung von Energiespeichern in vielen Systemen ist das in den vorhergehenden Schritten hergeleitete Wärmelastprofil nicht als endgültiger Anlagenfahrplan der DEA zu verstehen, sondern es wird bedingt durch den Energiespeicher variiert. In dieser Arbeit werden Speichergrößen nach Tabelle 2.7 angenommen. Neben der Speichergröße sind nach [67] Verluste von rund 15% je Basiszeiteinheit gewählt worden, die sich nach der im Vorschritt getätigten Annahme auf eine Stunde beläuft. In einem iterativen Verfahren werden je nach Speicherführungsstrategie Speicherverluste, –beschickung und –entleerung stundenweise bilanziert. Die Verluste beziehen sich auf den jeweils aktuellen Speicherfüllstand. Für eine physikalische Modellierung von Schichtenspeichern sei auf [7] verwiesen. In [65] werden lediglich Energiekapazitäten angegeben, die den in Klammern angegebenen Volumina in Tabelle 2.7 unter Verwendung des Speichermediums Wasser entsprechen.

Neben den Speicherparametern ist die Betriebsführung der Anlagen zu berücksichtigen, um aus einem thermischen Lastprofil ein Energiebedarfsprofil zu generieren. Die Betriebsweise bestimmt auch die Anfangsbeschickung der Speicher und kann im Einzelbetrieb z.B. die folgenden Betriebsarten umfassen (s. auch Bild 2.13):

- (a) *Blockbetrieb, Spitze:* Das Energiebedarfsprofil wird möglichst auf dem Spitzenwert des Lastprofils gehalten. Überschüssige Energie wird gespeichert. Nach vollständiger Füllung des Speichers wird die Last zunächst aus dem Speicher gedeckt. Die DEA dient nun nur noch zur Verlustdeckung. Aufgrund relativ hoher und selten auftretender Spitzen ist diese Betriebsart zu vermeiden
- (b) *Blockbetrieb, Grenzwert:* Analog (a) wird das Profil auf eine vorgegebene Spitzenleistung beschränkt. Bedingt durch die Speicherkapazität und Verluste treten fallende

Gebäudekategorie		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Peak-shaving	Volumen [kWh]	17,4 (300l)			23,2 (400l)	34,8 (600l)	50 (860l)		185 (3200l)
	Ges. Verluste	28%	25%	18%	11%	10%	6%	3%	6%
Block-betrieb	Volumen [kWh]	17,4 (300l)					23,2 (400l)	34,8 (600l)	116 (2000l)
	Ges. Verluste	19%	14%	15%	20%	10%	9%	8%	13%

Tabelle 2.7: Speicherdimensionierung nach [65] und –verluste nach [67]

Flanken auf. Die so entstehenden Betriebsblöcke können z. B. bei der Implementierung von virtuellen Kraftwerken (VK) geeignet koordiniert werden, um unter der Voraussetzung der thermischen Lastdeckung bestimmte Fahrpläne des VK einhalten zu können (vgl. [61]). Hier bietet es sich an, jeweils jahreszeitabhängige Grenzen einzusetzen. Bild 2.13 zeigt exemplarisch das Ergebnis für ein Gebäude der Kategorie D VIII.

- (c) *Bandbegrenzung/Peakshaving*: Der Speicher wird so gefahren, dass das Lastprofil möglichst vergleichmäßigt wird (vgl. Bild 2.13). Sonst können insbesondere bedingt durch die Speicherladung relativ große Profilspitzen auftreten (vgl. [65]), was durch Bandbegrenzung vermieden werden kann. Diese Betriebsart ist insbesondere für Anlagen im Einzelbetrieb aus Sicht der Betreiber des elektrischen Verteilungsnetzes sinnvoll.

Bild 2.13 zeigt die unterschiedlichen Auswirkungen der Betriebsführungsstrategien (b) und (c). Es wird deutlich, dass hier erhebliche Freiheitsgrade bestehen, das unter 3. hergeleitete thermische Lastprofil zu variieren. Insbesondere in Wohngebäuden mit einer geringen Anzahl von WE treten speicherungsbedingt relativ hohe Verluste auf, vor allem im Sommer. Während für den Blockbetrieb Standardspeichergrößen nach [65] verwendet werden können, ist für den Peakshavingbetrieb eine Vergrößerung des Speichers notwendig (vgl. Tabelle 2.7), um eine gültige Energiebilanz zu erhalten. Hier sind ökologische, ökonomische sowie die Interessen der Betreiber der elektrischen Verteilungsnetze gegeneinander abzuwägen und eine optimierte Strategie zu finden.

Wesentlich ist, dass durch den Einsatz des Pufferspeichers trotz Verwendung einer Nachtabsenkung auch nachts ein Betrieb der KWK-DEA mit Bemessungsleistung möglich wird. Die gespeicherte Wärmeenergie wird am Tage, wenn der Wärmebedarf über die Bemes-

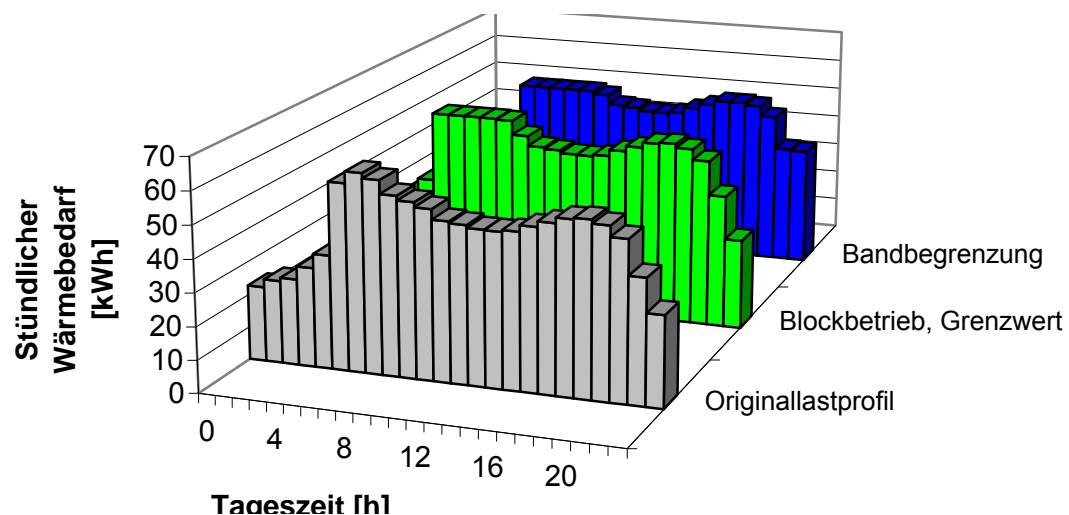


Bild 2.13: Winterlastprofil der Kategorie VIII

sungsleistung hinaus steigt, vom Speicher wieder abgegeben. Neben dem Auffüllen von Minima im Lastprofil ermöglicht der Pufferspeicher ebenfalls eine höhere Auslastung der KWK-DEA, indem er längeren Teil-/Volllastbetrieb ermöglicht. Durch Zwischenspeicherung von Energie für Zeiten, in denen der Wärmebedarf des Gebäudes unterhalb der unteren Grenzleistung der KWK-DEA liegt, kann die Zahl der äquivalenten Volllaststunden pro Jahr weiter erhöht werden. Dieser Effekt ist vor allem im Sommer und zur Übergangszeit von Relevanz, wenn der Wärmebedarf zeitweise oder ständig unter die untere Grenzleistung der DEA fällt. Mit Hilfe des Speichers kann der gesamte Wärmebedarf in diesen Jahreszeiten von der KWK-DEA geliefert werden. In Zeiten, in denen der Wärmebedarf die untere Grenzleistung unterschreitet, wird entweder Wärmeleistung aus dem Speicher entnommen oder die DEA bei mindestens ihrer Grenzleistung betrieben. Im letzteren Fall wird die überschüssige Wärmeleistung zwischengespeichert. Diese Betriebsweise kann ohne geeignete Koordinierungsmaßnahmen zu einer zeitlich stark schwankenden erzeugten Wärmeleistung führen, was sich aufgrund der konstant angenommenen Stromkennzahl (vgl. Punkt 5) auch im Bereich der Stromerzeugung bemerkbar macht.

Hier erfolgt eine Beschränkung auf Anlagen im Einzelbetrieb und es wird für die weiteren Betrachtungen die Speicherführungsstrategie *Bandbegrenzung/Peakshaving* zugrunde gelegt. In Anbetracht einer flächendeckenden Durchdringung von DEA ist dies in Hinblick auf das elektrische Netz am wahrscheinlichsten, da wie in [65] gezeigt, sonst stochastische Leistungsspitzen auftreten können, die für einen geordneten Netzbetrieb ohne Fahrplanabweichung im Bilanzkreis zu vermeiden sind. Für die Betrachtung von virtuellen Kraftwerken sei auf [61] und [80] verwiesen.

5. Auslegung der Anlage für den wärmegeführten Betrieb

In einem letzten Schritt kann dann anhand der generierten thermischen Erzeugungsprofile eine Auslegung der DEA erfolgen. Bislang erfolgt diese vornehmlich bezogen auf den Grundlastbetrieb (s. auch 2.6). Dies begründet sich einerseits in dem hohen Investitionsvolumen bei innovativen Technologien, andererseits in der Tatsache, dass nach gängiger Praxis bei motorischen BHKW die Wartungsintervalle anhand von Betriebsstunden festgelegt werden [73]. Dadurch wird eine Auslegung der DEA auf eine relativ hohe Jahresvolllaststundenzahl notwendig.

Ist eine Anlage über ihr komplettes Leistungsspektrum teillastfähig, so kann sie derart ausgelegt werden, dass sie das vollständige resultierende Lastprofil deckt. Dies ist vor allem für Brennstoffzellenanlagen und Mikroturbinen möglich, bedingt aber vergleichsweise geringe Anzahl an äquivalenten Jahresvolllaststunden. Diese beläuft sich z.B. unter den getätigten Annahmen bei Einfamilienhäusern der Kategorie III D auf rund 3400 Stunden und steigt auf-

grund von Vergleichmäßigungseffekten bis auf rund 3800 Stunden bei Mehrfamilienhäusern (Kategorie X D), während sie unter Vernachlässigung von Mindestanlagengrößen bei einer Kombination aus DEA und Zusatzbrenner annähernd frei wählbar ist. Aufgrund des innovativen Charakters und den damit verbundenen relativ hohen Investitionskosten (vgl. Anhang B), ist ein Verzicht auf einen Zusatzbrenner jedoch nicht sinnvoll. Ähnliche Problematiken bestehen bei gasmotorbasierten Anlagen, die teils nicht teillastfähig sind [73], teils über zusätzlichen Aufwand für den Teillastbetrieb ertüchtigt werden [66].

Entsprechend dieser technischen Voraussetzungen werden hier Anlagen mit Spitzenlastkesseln und thermischen Speichern betrachtet. Analog [65] wird zum wirtschaftlichen Betrieb der DEA ein Minimum von 5000 Volllaststunden per anno angenommen. Diese werden anhand der oben aufgestellten Lastprofile bestimmt. Hierzu werden die hergeleiteten Profile für die Typtage *Sommer*, *Übergang* und *Winter* betrachtet, für die jeweils ein Typtagprofil zur Anwendung kommt. Tabelle 2.8 zeigt die resultierenden Bemessungsleistungen für DEA und Zusatzbrenner in Abhängigkeit der Speicherbeschickungsstrategie und im Vergleich zu einem Betrieb ohne Speicher.

Es fällt auf, dass durch den Einsatz der Energiespeicher die Anlagen lediglich bei Speicher-Blockbetrieb merklich höher zu dimensionieren sind. Der positive Zuwachs der Anlagenlei-

Kategorie		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
DEA	[kW]	2,5	3,0	5,0	10,4	18,0	29,8	48,7	94,0
Veränderung DEA-Leistung	[kW]	0,8	0,4	0,9	3,0	3,4	4,4	6,4	20,2
Zusatzbrenner	[kW]	1,5	3,0	4,0	6,6	16,0	30,2	51,3	73,0
Veränderung Zusatzbrenner	[kW]	-1,5	-0,7	-1,6	-3,7	-4,2	-4,9	-7,2	-28,9
Verluste	[%]	19,2%	13,9%	15,0%	19,7%	10,0%	8,9%	8,3%	12,5%

(a) Blockbetrieb Grenzwert

Kategorie		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
DEA	[kW]	2,6	3,6	5,1	8,5	16,3	25,9	43,1	75,1
Veränderung DEA-Leistung	[kW]	0,8	1,0	1,0	1,1	1,7	0,4	0,7	1,3
Zusatzbrenner	[kW]	1,69	1,99	3,05	6,70	13,63	26,96	48,88	78,81
Veränderung Zusatzbrenner	[kW]	-1,4	-1,7	-2,6	-3,6	-6,5	-8,1	-9,6	-23,1
Verluste	[%]	28,5%	24,9%	17,9%	11,1%	9,7%	6%	2,7%	6,0%

(b) Peakshaving

Tabelle 2.8: Bemessungsleistung der DEA, Kategorie D, in Abhängigkeit je nach Speicherbetrieb im Vergleich zur Auslegung ohne Speicher

stung zeigt, dass die geforderte Volllaststundenzahl in jedem Fall eingehalten wird, und im Vergleich zur Auslegung der Anlage ohne Berücksichtigung der Speicher weiter erhöht wird. Durch den Speicher werden vor allem die Leistungen der Zusatzbrenner verringert. Dies trifft insbesondere für große Gebäude zu. Nachteilig sind vor allem die hohen Speicherverluste, die vor allem im Sommer bis zu 60% betragen können. Hier besteht aus ökologischer sowie ökonomischer Sicht der Bedarf, die Notwendigkeit der Lastprofilanpassung gegenüber den Verlusten je nach Anwendung genau zu überprüfen. Dabei ist zu beachten, dass zwar aus Sicht des Verteilungsnetzbetreibers möglichst Bandprofile wünschenswert sind, dies jedoch aufgrund der gesetzlichen Regelungen des *Unbundlings* nicht direkt festlegbar ist. Somit bleibt als ein durch den Netzbetreiber vorgegebener Grenzwert lediglich die zulässige Einspeiseleistung, die wiederum anhand der Netzanschlusskapazität insgesamt zu bestimmen ist (vgl. Kapitel 3 und [97]).

Aufgrund des hier betrachteten Einzelbetriebs aller DEA, wird davon ausgegangen, dass die Lastprofile möglichst vergleichmäßigt werden müssen. Folglich werden für die elektrischen Lastflussrechnungen in den weiteren Kapiteln thermische Bemessungsleistungen angenommen, die sich aus der Speicherbetriebsart *Peakshaving* nach Tabelle 2.8 ergeben. Über die Stromkennzahl kann dann die elektrische Leistung bestimmt werden. Entsprechend der Tendenz des reduzierten Wärmebedarfs von Gebäuden wird von einer im Vergleich zu gängigen Stromkennzahlen relativ hohen Stromkennzahl von 0,8 ausgegangen (vgl. Anhang B), die für den gesamten Betriebsbereich als konstant angenommen wird. Stromkennzahlen in diesem Bereich werden z.B. von Brennstoffzellenheizgeräten erwartet. Durch diese relativ hohe Stromkennzahl wird in Bezug auf gängige Anlagen gleichzeitig dem Worst-Case-Gedanken in Hinblick auf die Belastung elektrischer Netze Rechnung getragen. Die elektrische Bemessungsleistung der DEA ist in Tabelle 2.9 angegeben.

Kat	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
P_{th} [kW]	2,6	3,6	5,1	8,5	16,3	25,9	43,1	75,1
P_{el} [kW]	2,0	2,9	4,1	6,8	13,1	20,7	34,5	60,1

Tabelle 2.9: Bemessungsleistungen der Kategorie D bei Stromkennzahl 0,8

2.5 Verwendete Durchdringungsszenarien

Der Betrieb von DEA ist in *stromgeführt* und *wärmegeführt* zu unterscheiden. Bei stromgeführter Betriebsweise steht die elektrische Energie im Vordergrund. Je nach Zielsetzung kann die Energie-

bilanz einer Verbrauchergruppe zu Null oder auf einen konstanten Wert ausgeregelt werden. Alternativ kann ein definiertes Profil in die elektrischen Netze eingespeist werden. Hier ist lediglich das realisierte Potenzial der DEA von Relevanz. Die Gesamteinspeisung mit Bemessungsleistung bildet zusätzlich zur Lastspitze im Referenzfall ohne DEA ein zweites Belastungsextremum, für die das elektrische Verteilungsnetz ausgelegt werden muss.

Kritischer stellt sich der wärmegeführte Betrieb dar, in dem die elektrische Energie als Nebenprodukt zu betrachten ist. In diesem Fall liegt die oberste Priorität bei der Wärmeversorgung einer lokal begrenzten Verbrauchergruppe. Dementsprechend können je nach Betriebsweise des Wärmeversorgungssystems z.B. elektrische Einspeisespitzen auftreten (vgl. [65]), die vermieden werden müssen. Da jedoch die Strom- und Wärmeerzeugung durch die Stromkennzahl der Erzeugungseinheit direkt gekoppelt sind und sich die Auswirkungen dieses Effekts durch den Einsatz thermischer Pufferspeicher nur bedingt beschränken lassen, ist grundsätzlich eine Verfremdung der bekannten Lastprofile zu erwarten. Somit ist diese Betriebsweise besonders zu beachten.

Für die nachfolgenden Berechnungen werden nach Tabelle 2.10 je drei Basisszenarien für Last und DEA definiert, die zu kombinieren sind. Diese basieren zum einen auf unterschiedlichen Durchdringungsgraden von DEA. Unter *Durchdringung* wird der Grad der Ausschöpfung des technischen Potenzials für KWK-DEA verstanden. Dies beinhaltet nach [65] den Umfang von DEA, der ausschließlich unter technischen und strukturellen Rahmenbedingungen und unabhängig von wirtschaftlichen und sonstigen Aspekten in einem Versorgungsgebiet installiert werden kann. Die Durchdringung wird sich stufenweise erhöhen. Sie wird z. B. in [51] für das Jahr 2020 auf rund 20% prognostiziert. Die beschränkenden Faktoren des technischen Potenzials sind im Wesentlichen Infrastrukturmerkmale. Sie betreffen die elektrischen Netze und die Primärenergieversorgung der DEA. Da die Netze im Rahmen dieser Arbeit analysiert werden, und die Eignung der Verteilungsnetze für beliebige DEA-Installationen untersucht werden soll, wird dieser Faktor vernachlässigt. Setzt man weiterhin eine umfassende Primärenergieversorgung im gesamten betrach-

	Last $P_l = 0\text{ kW}$	durchschn. Last $P_l = 0,4\text{ kW}$	Spitzenlast $P_l = 0,94\text{ kW}$
Referenz $P_{DEA} = 0$	<i>Trivialfall</i>	<i>heutiger Durchschnitt</i>	<i>max. Last strom-/wärmegef.</i>
20% DEA- Durchdringung	<i>wahrscheinliche Schwachlast</i>	<i>wahrscheinlicher Durchschnitt</i>	<i>wahrscheinlicher Spitzenlastbetrieb</i>
100% DEA- Durchdringung	<i>max. Einspeisung strom-/wärmegef.</i>	<i>Maximalfall Durchschnitt</i>	<i>Maximalfall Spitzenlastbetrieb</i>

Tabelle 2.10: Betrachtete Szenarien

ten Gebiet voraus, so repräsentiert die Durchdringung den Anteil der Gebäude im Netz, der bereits mit einer DEA ausgerüstet worden ist. Eine hundertprozentige Durchdringung bedeutet in diesem Fall eine vollständige Ausnutzung des technischen Potenzials und somit DEA-Installationen in jedem Gebäude des Versorgungsgebiets, was auch als *flächendeckende DEA-Installation* beschrieben wird (vgl. Kapitel 1). Im Detail ist jeder DEA entsprechend des aktuellen Gebäudetyps und –alters eine Bemessungsleistung zuzuordnen. Das Verfahren dazu ist in 2.4.2 angegeben bzw. sind exemplarische Ergebnisse nach Tabelle 2.12 anzunehmen.

Zum anderen basieren die Szenarien nach Tabelle 2.10 auf unterschiedlichen Basislastzuständen, die die Versorgungsfälle keine Last/Schwachlast, durchschnittliche Last und Spitzenlast repräsentieren. Die elektrischen Lasten sind wohneinheitsbezogen zu parametrieren. Hier kann einerseits auf Durchschnittswerte zurückgegriffen werden, die sich z. B. aus Jahresenergiebilanzen bestimmen. Aus einer Jahresbilanz nach VDEW von 3880 kWh/a für einen Dreipersonenhaushalt ergibt sich somit eine elektrische Durchschnittswirkleistung von 0,4 kW [85]. In Bezug auf die Blindleistung gibt [10] einen Verschiebungsfaktor im Bereich 0,9 bis 1,0 an. Hier wird exemplarisch ein Wert von $\cos \varphi = 0,93$ angenommen. Dies ist der Blindleistungswert, ab dem in der Praxis oftmals eine Blindleistungsvergütung erhoben wird (vgl. [74]), was durch die Kunden nach Möglichkeit vermieden wird. Es ist zu beachten, dass dieser Ansatz einem starken Vergleichmäßigungseffekt unterliegt. Sofern möglich sollten somit alternativ reale Messwerte verwendet werden, die nach 2.4.1 weiter zu verarbeiten sind. Nachfolgende Beispielrechnungen beziehen sich auf eine Spitzenlast von 3,6 kW vor Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit nach 2.4.1, die auf einer Messung des LS ESW beruhen.

Das hier gewählte 20%-Szenario wird verwendet, um die Auswirkungen von DEA in 20 Jahren bei einer realistischen Ausnutzung des technischen Potenzials zu analysieren und beruht auf einer Studie gemäß [51]. Hierzu wird hier die Entwicklung der Bausubstanz vernachlässigt.

Da in dieser Arbeit DEA mit KWK in strom- und wärmegeführtem Betrieb betrachtet werden, ist, wie unter 2.3 erläutert worden ist, die Kenntnis sowohl der thermischen als auch elektrischen Lastgänge in Privathaushalten notwendig. Elektrische Lastgänge werden nach 2.4.1 und thermische Lastgänge gemäß Kapitel 2.4.2 angenommen. Hier werden nicht die sämtliche Tagesverläufe eines Jahres vollständig modelliert, sondern es werden saisonale Typtage mit Unterscheidung in Werk–, Sams– und Sonntage angesetzt. Die Zuordnung erfolgt anhand von Tabelle 2.6 die der Standardparametrierung eines kommerziellen Berechnungsprogramms für elektrische Netze entspricht.

Basierend auf den hier hergeleiteten Daten und Verfahren wird nun in Kapitel 2.6 beispielhaft eine Abschätzung der Auswirkungen im Niederspannungsnetz B gemäß Tabelle 2.4 durchgeführt.

2.6 Exemplarische Bestimmung des technischen Potenzials für KWK-DEA

2.6.1 Voraussetzungen

Für das Niederspannungsnetz B liegt lediglich eine Typisierung der Gebäude nach Tabelle 2.11 in die Kategorien I-X vor. Es werden elektrische Bemessungsleistungen nach dem unter 2.4.2 vorgestellten Verfahren wie in Tabelle 2.12 aufgeführt angesetzt. In diesem Netz befinden sich entgegen der oben getätigten Beschränkung mehrere Gewerbeeinheiten. Dennoch kann dieses Netz als Referenznetz verwendet werden, da es sich bei den Gewerben um wenig verbrauchsintensive Kleingewerbe handelt, die vornehmlich innerhalb von wohngebäudeähnlichen Bauten angesiedelt sind. Da die Gewerbekategorien I und II größere Gebäude und z. T. energieintensive Prozesse zusammenfassen, werden die Gewerbe im Falle einer Mischnutzung von Gebäuden als von der Wohnnutzung dominiert betrachtet und den Kategorien III-X zugeschlagen. Bei einer reinen Gewerbenutzung wird die Gewerbeeinheit näherungsweise Wohngebäuden der Kategorie VI gleichgesetzt.

Da jedoch keine Information über die Altersstruktur besteht, wird hier exemplarisch eine vereinfachte Altersstruktur angesetzt. Basierend auf einer Umfrage im Land Schleswig-Holstein [94] wird eine Kategorisierung in die Altersklassen C' und D' gemäß Tabelle 2.13 vorgenommen. Weiterhin wird angenommen, dass alle Gebäude mit Erdgas bzw. Primärenergieträgern versorgt werden können.

Klasse	Gebäudetyp	WE/Gebäude	Anzahl
III	1 Wohneinheit	1	76
IV	2 - 3 Wohneinheiten	3	38
V	4 - 7 Wohneinheiten	3	11
VI	8 - 15 Wohneinheiten	10,5	2
Kleingewerbeeinheiten			1

Tabelle 2.11: Verbraucherstruktur im Niederspannungsnetz

		III	IV	V	VI	Gewerbe
C' [kW]	th.	2,7	4,3	6,5	11,7	11,7
	el.	2,2	3,5	5,2	9,0	9,0
D' [kW]	th.	2,6	3,6	5,1	8,5	8,5
	el.	2,0	2,9	4,1	6,8	6,8

Tabelle 2.12: Elektrische Bemessungsleistungen

Klasse	Klasse vereinfacht	Baujahr nach Tab. 2.5	Anteil [%]	Anteil vereinfacht [%]
A	C'	<1958	40	77
B		1959-1968	24	
C		1969-1977	16	
D	D'	1977-1980 (WSchV77)		7
		1981-1983 (WSchV77)		
		1984-1990 (WSchV82)		
		1991-1994	13	
E		1995-2001 (WSchV95)		
F		>2002 (NEH, EnEV02)		

Tabelle 2.13: Vereinfachte Altersstruktur auf Grundlage von [94]

2.6.2 Potenzialabschätzung

Zur Potenzialschätzung kommen die Gleichungen (2.1) und (2.2) zur Anwendung. Es wird exemplarisch eine Prognose auf Basis von historischen Werten gemäß [44] vorgenommen. Dabei wird wie in 2.3 dargelegt vereinfachend davon ausgegangen, dass sich Gebäude nur von einer beliebigen Kategorie in die jeweils um eine Stufe energieeffizientere Kategorie verbessern können. Eine Verschlechterung der Energieeffizienz wird hier ebenfalls nicht betrachtet. Die Faktoren zur Umwidmung von WE/GW sowie das Zusammenlegen und Teilen von Wohneinheiten werden in dieser Schätzung nicht betrachtet. Unter diesen Voraussetzungen vereinfacht sich Gleichung (2.1) wie folgt:

$$B_{K,i+1} = \left[1 - f_{K+} + f_{K,Zubau} - f_{K,Abriss} \right] \cdot B_{K,i} + B_{K-,i} \cdot f_{K-} \quad (2.8)$$

- mit f_{K+} : Abgangskoeffizient in die nächst effizienteren Kategorie
 f_{K-} : Zugangskoeffizient aus der nächst ineffizienteren Kategorie
 B_{K-} : Bestand der nächst ineffizienteren Kategorie

In [44] sind historische Daten ab 1987 zu Baufertigstellungen und Gebäudeabgängen verfügbar. Darin lassen sich keine Muster erkennen, die eine Extrapolation erlauben. Daher werden die einzelnen Faktoren in Gleichung (2.8) im betrachteten Fall als über die Jahre konstant angenommen und auf den Mittelwert der Jahre 1987-2004 festgelegt. Für die Baufertigstellungen werden Ballungsrandgebiete als Referenz verwendet, in denen eine durchschnittliche Zubaurate von 1,036% der Bestandswohnungen im betreffenden Intervall vorherrschte. Die Zahl der Wohnungsabgänge beläuft sich auf 5,27% der zugebauten WE. Während ein Zurückfallen in eine schlechtere Energieeffizienz als ausgeschlossen angesehen wird, wird eine Übergangsrate in eine effizientere Kategorie von 2,5% pro Jahr angenommen [30]. Diese Angabe ist aktuell laut Pressemitteilung des Landes NRW abgeschwächt worden [58], die die Absicht der Landesregierung angibt, eine aktuelle Gebäudesanierungsrate von rund einem Prozent verdoppeln zu wollen. Das führt im besten Fall zur o. g. Zahl, die somit in Hinblick auf die Netze eine Abschätzung des Maximalwertes darstellt. Insgesamt ergeben die einzelnen Faktoren der Gleichung (2.8) zu

$$f_{K+} = \begin{cases} 0 & \text{falls K die energieeffizienteste Kategorie ist} \\ 0,025 & \text{sonst} \end{cases}$$

$$f_{K-} = \begin{cases} 0 & \text{falls K die energieineffizienteste Kategorie ist} \\ 0,025 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$f_{K,Zubau} = \frac{1,036}{n_{WE}}$$

$$f_{K,Abriss} = 0,0527 \cdot f_{K,Zubau} = 0,0527 \cdot \frac{1,036}{n_{WE}}$$

Entsprechend lautet Gleichung (2.8) mit Zahlenwerten und Umrechnung von wohneinheits- auf gebäudebezogene Daten nach Gleichung (2.2)

$$B_{K,i+1} = \left[1 - f_{K+} + \frac{1,036}{n_{WE}} \cdot \left(1 - 0,0527 \right) \right] \cdot B_{K,i} + f_{K-} \cdot B_{K-,i} \quad (2.10)$$

Unter der Voraussetzung, dass sich der Bestand ausschließlich auf die Klassen C' und D' beschränkt, ist in Gleichung (2.10) jeweils der aktuelle Bestand der Klasse C' bzw. D' für $B_{K,i}$ zu verwenden. Im Fall der Klasse C' ist der aktuelle Bestand der Klasse D' als $B_{K-,i}$ einzusetzen. Der Parameter n_{WE} lässt sich nach Tabelle 2.11 festlegen. Für das Jahr 2002 als Basisjahr können ebenfalls Bestände nach dieser Tabelle angesetzt werden. Diese sind unter Verwendung von Tabelle 2.13 in die jeweiligen Altersklassen einzuordnen.

Die Anwendung von Gleichung (2.10) auf diese Grunddatenmenge liefert die Abschätzung des Gebäudebestandes für das jeweilige Folgejahr. Anhand der elektrischen Bemessungsleistungen für die DEA gemäß Tabelle 2.12 lässt sich daraus das technische DEA-Potenzial für das betrachtete Netz angeben. Dies ist in Tabelle 2.14 dargestellt. Es ist zu bemerken, dass es sich hierbei um ein technisches Potenzial handelt, dass durch sozioökonomische Einflüsse geschmälert wird. Dies ist weiterführend zu untersuchen. Technisch gesehen, bietet das betrachtete Netz schon heute ein Einspeisepotenzial von rund 369 kW elektrisch mit jährlichen Zuwächsen von rund 1-2 kW auf Basis der Betrachtung historischer Daten. Im Jahre 2025 sind somit 406 kW zu erwarten, was einer Erhöhung von 10% in 23 Jahren entspricht. Unter Vernachlässigung der Last führt dies zu einer Auslastung von rund 50% eines Standardortsnetztransformators mit einer Bemessungsleistung von 640 kVA. Die mittlere Netzlast von rund 94 kW nach Tabelle 2.4 wird um den Faktor 4,3 überschritten. Es ist daher unbedingt zu untersuchen, inwieweit sich eine massive dezentrale Einspeisung auf den Netzbetrieb auswirkt. Diese Fragestellung wird in den Kapiteln 3 und 4 weiter verfolgt.

Geb.-Kat. Altersklasse Jahr	Anzahl Gebäude												th. Potenzial [kW]
	III		VI		V		VI		Gewerbe				
	C'	D'	C'	D'	C'	D'	C'	D'	C'	D'	C'	D'	
2002	59	17	29	9	8	3	2	0	1	0			369
2003	58	19	28	10	8	3	2	0	1	0			371
2004	57	20	28	11	8	3	2	0	1	0			372
2005	56	22	27	11	7	4	2	0	1	0			373
2006	55	24	27	12	7	4	2	0	1	0			375
2007	55	25	26	13	7	4	2	0	1	0			376
2008	54	27	26	13	7	4	2	0	1	0			377
2009	53	28	25	14	7	4	2	0	1	0			379
2010	52	30	24	15	7	5	2	0	1	0			380
2011	51	32	24	15	6	5	2	0	1	0			382
2012	51	33	23	16	6	5	2	0	1	0			383
2013	50	35	23	17	6	5	2	0	1	0			385
2014	49	36	22	17	6	5	1	1	1	0			386
2015	48	38	22	18	6	5	1	1	1	0			388
2016	48	40	22	19	6	6	1	1	1	0			390
2017	47	41	21	19	6	6	1	1	1	0			391
2018	46	43	21	20	5	6	1	1	1	0			393
2019	45	44	20	20	5	6	1	1	1	0			395
2020	45	46	20	21	5	6	1	1	1	0			397
2021	44	47	19	22	5	6	1	1	1	0			398
2022	43	49	19	22	5	6	1	1	1	0			400
2023	43	51	19	23	5	7	1	1	1	0			402
2024	42	52	18	23	5	7	1	1	1	0			404
2025	41	54	18	24	5	7	1	1	1	0			406

Tabelle 2.14: Prognose des technischen Potenzials

Kapitel 3

Stationärer Netzbetrieb

Anhand der in Kapitel 2 aufgestellten Rahmenbedingungen wird im Weiteren aufgezeigt, wie die Auswirkungen auf das Netz bei flächendeckendem Einsatz von DEA im stationären Betrieb analysiert werden können, d.h. in Hinblick auf Netzauslastung und Leistungsbilanz einzelner Netzbereiche. Basis der Betrachtungen sind hier Lastflussrechnungen unter dem kommerziellen Berechnungsprogramm *NEPLAN*[®]. Wesentliches Ziel der Betrachtung ist, sicherzustellen, dass die Netzanschlusskapazität, die in [97] definiert worden ist, nicht überschritten wird:

„Mit *Netzanschlusskapazität* von Verteilungsnetzen für DEVA[DEA] wird die in dezentralen Energieversorgungsanlagen erzeugte und in das vorhandene Verteilungsnetz maximal anschließbare elektrische Leistung bezogen auf statistische Lastprofile bezeichnet. Dabei ist auszuschließen, dass es zu Verletzungen des Toleranzbandes der betrachteten Netzgrößen, insbesondere der Knotenspannung und Leitungsströme, und damit zur Gefährdung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs kommt. Diese Netzanschlusskapazität ist Teil der Netzanschlusskapazität des gesamten elektrischen Energieversorgungsnetzes und wird durch diese begrenzt.“

3.1 Beispielnetze

Sofern nicht explizit angegeben beziehen sich die weiteren Betrachtungen auf die im Folgenden beschriebenen zwei Netze. Dabei handelt es sich um die Netze A und B gemäß Tabelle 2.4.

Niederspannung: Das Netz ist ein Maschennetz, das bedingt durch die Trennstellenplatzierung in der in Bild 3.1 gezeigten Strahlnetztopologie betrieben wird. Die dargestellten Hauptversorgungsstränge sind größtenteils durch $4 \times 150 \text{ mm}^2$ Aluminiumleitungen realisiert worden; teilweise liegen andere Leitungen mit einem Querschnitt von mindestens 95 mm^2 vor.

Das Versorgungsgebiet des Netzes ist ein städtisches Wohngebiet, in dem vornehmlich Ein- und Zweifamilienhäuser zu finden sind. Insgesamt werden rund 133 Gebäude mit 242 Wohneinheiten versorgt. Als Basis zur Auslegung der Verbraucher dient eine Feldmessung des LS ESW. Zur Bereinigung von Messfehlern ist der statistische 99%-Wert dieser Messung, der sich zu 3,6 kW ergibt, als Spitzenlast angesetzt worden. Hieraus ergibt sich nach Gleichung 2.6 aufgrund des Gleichzeitigkeitseffekts eine effektive Spitze von 0,94 kW je WE bei Annahme von elektrischen Kochstellen und ohne elektrische Warmwasserbereitung. Letztere wird durch die DEA vorgenommen. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Gebäude ist Tabelle 2.11 zu entnehmen, nach der auch die Zuordnung der elektrischen Bemessungsleistungen der DEA unter Verwendung von Tabelle 2.12 erfolgt. Die Gewerbeeinheit, bei der es sich hier um einen Lebensmittelmarkt handelt, kann wegen ihres geringen Anteils am gesamten Wärmebedarf in dem betrachteten Gebiet vernachlässigt werden.

Alle Beispielrechnungen beziehen sich auf den Status Quo des Netzes. Zur vollständigen Anwendung der vorgestellten Vorgehensweise ist zusätzlich eine Potenzialschätzung z. B. nach Kapitel 2.6 vor- und ein dazu passendes Netzausbauszenario anzunehmen, das dann den weiteren Betrachtungen zu Grunde zu legen ist.

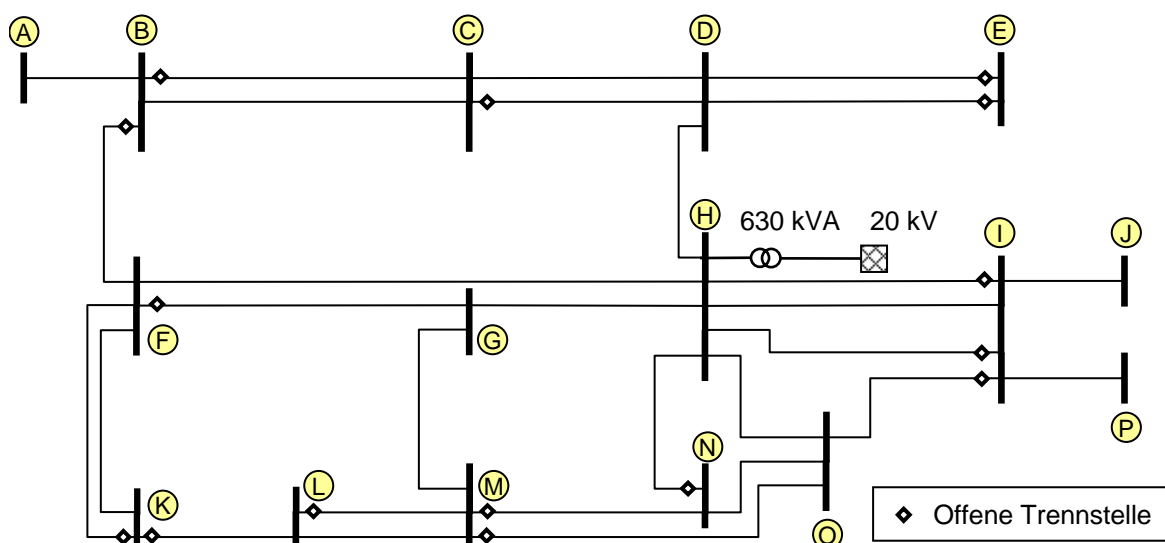


Bild 3.1: Struktur des Niederspannungsnetzes

Mittelspannung: Das in einem weiteren Schritt analysierte Mittelspannungsnetz besitzt eine Topologie gemäß Bild 3.2. Das zuvor beschriebene Niederspannungsnetz befindet sich in den Ausläufern dieses Netzes an Station E. Durch die Öffnung von Trennstellen wird das Netz als verzweigtes Strahlennetz betrieben. Die Speisung erfolgt an der Umspannanlage (UA) A aus der 110-kV-Ebene. Der Bereich, in dem sich das untersuchte Niederspannungsnetz befindet, wird durch ein eigenes Schaltheis (SH) B gespeist, das als Hauptverteilerstation charakterisiert werden kann und über zwei Kabelstrecken versorgt wird. Gleichzeitig bildet das Schaltheis die Gegenstation zu den aus der Umspannanlage A abgehenden Versorgungsstrahlen. Ausgehend von diesem Schaltheis wird ein offener Ring gespeist, dessen Trennstelle C insgesamt als Gegenstation für die aus dem Schaltheis und der Umspannanlage ausgehenden Strahlen angesehen werden kann. Im Netz werden neben den Speisekabeln verschiedene VPE- und Papiermasse-Kabeltypen mit den Querschnitten 95 mm^2 und 150 mm^2 eingesetzt, was dem gegenwärtigen Netzausbauzustand vieler Mittelspannungsnetze entspricht.

Im Mittelspannungsnetz sind Niederspannungsnetze und Verbraucher gemäß Tabelle 3.1 angeschlossen. Bei Verbrauchern der Kategorie *sonstige* handelt es sich um Einrichtungen mit relativ geringer Bemessungsleistung. Diese werden vernachlässigt, da es sich zum einen um nicht verallgemeinerungsfähige Verbraucher handelt, und zum anderen eine Vernachlässigung das Ergebnis

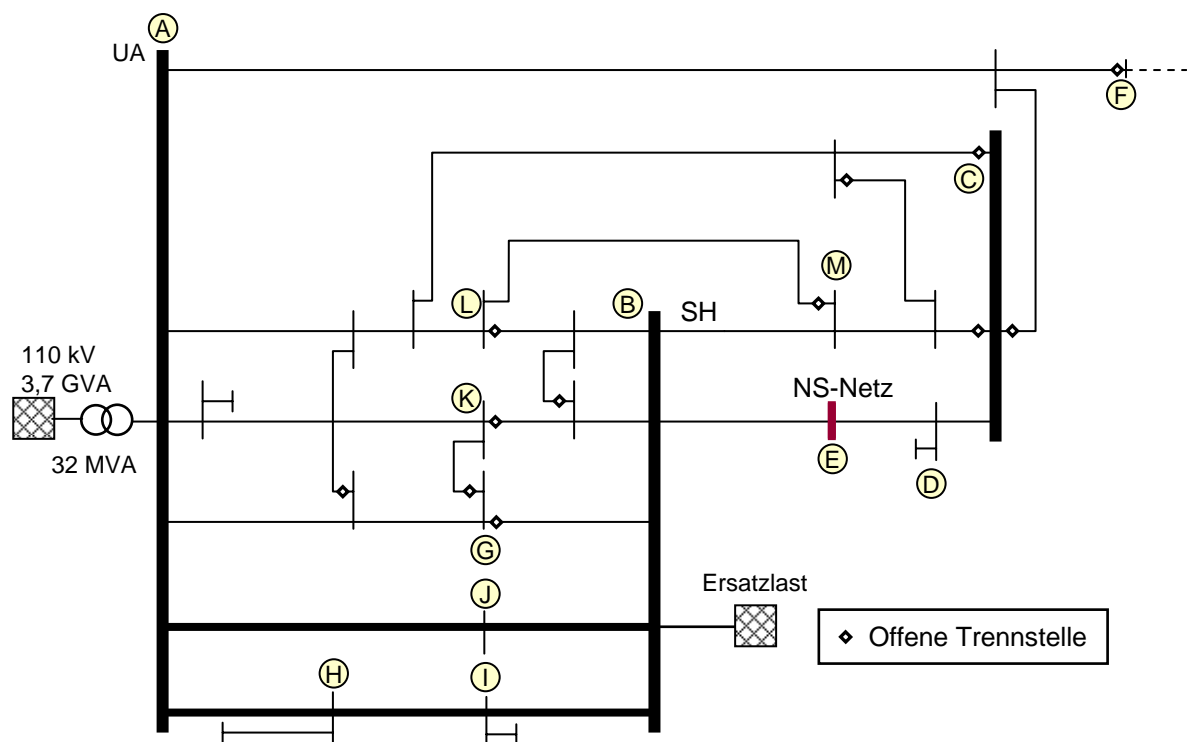


Bild 3.2: Struktur des Mittelspannungsnetzes

Typ	NS-Netze	Gewerbe	sonstige	Summe
Anzahl	52	24	3	79

Tabelle 3.1: Verbraucherstruktur des Mittelspannungsnetzes

der Referenzlastflussrechnung nur geringfügig beeinflusst.

In der Praxis sind oftmals Netzdaten von Niederspannungsnetzen nicht ausreichend dokumentiert oder nicht für die Lastflussrechnung aufbereitet. Dadurch entsteht bei der expliziten Modellierung ein nicht vertretbarer Aufwand. Hier können stattdessen ähnliche Niederspannungsnetze wie nachfolgend beschrieben zusammengefasst werden.

Der Abspanntransformator der überlagerten 110-kV-Ebene ist als Regeltransformator ausgeführt. Zur Erleichterung der Spannungsprofilanalyse bietet es sich an, eine Ausregelung der Spannung an der MS-Sammelschiene auf 100% anzunehmen. Dies ist auch Grundlage der nachfolgenden Beispielrechnungen.

Belastungszustände: Sowohl im Mittelspannungs- also auch im Niederspannungsnetz werden Basislastprofile gemäß den Betrachtungen unter 2.4 zu Grunde gelegt. Im Mittelspannungsbereich können den Gewerben Standardlastprofile zugeordnet werden. Aufgrund der hohen Anzahl (in diesem Beispielnetz 52) der Niederspannungsnetze bietet sich folgende Vereinfachung an: Es wird statt aller nur ein Niederspannungsnetz vollständig modelliert. Dies ist in den folgenden Betrachtungen das vorher beschriebene NS-Netz gemäß Bild 3.1. Für dieses wird dann das Bilanzprofil an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators bestimmt. Dieses wird dann als Grundlage für die weitere Analyse verwendet. Da es sich bei dem Profil um ein Mischprofil aus Lasten und DEA handelt, sind Variationen des Profils in Abhängigkeit von dem aktuellen Durchdringungsgrad der DEA zu berechnen. Diese werden hier zu 0%, 20% und 100% entsprechend Tabelle 2.10 gewählt. Sollen weitere Durchdringungsgrade analysiert werden, sind zur genauen Analyse entsprechende Basisprofile zu generieren. Näherungsweise können unter Vernachlässigung des Leistungsbedarfs des Netzes auch Einspeise- und Verbrauchsbilanzen erstellt werden. Dabei können dann die Einspeisebilanzen entsprechend skaliert werden (vgl. [65]). Verfahrensbedingt ist die Verwendung separater Profile nur bei ausreichend großer Last verwendbar, da sonst etwaige Netzverluste nicht vernachlässigt werden können.

Da hier ein relativ großes Kollektiv von Verbrauchern betrachtet wird, kann wiederum für die NS-Lasten ein SLP unter der Annahme der effektiven Spitzenlast von 0,94 kW je WE nach 2.4.1

verwendet werden. Für die DEA wurden gemäß 2.4.2 Einspeiseprofile im wärmegeführten Betrieb auf Basis der thermischen Lasten abzüglich Spitzenkessel und unter Berücksichtigung einer Stromkennzahl von 0,8 verwendet. Dies trägt dem Trend zu einer größeren Ausgewogenheit zwischen Strom- und Wärmebedarf bei sanierten/neuen Bauten Rechnung. Unter Verwendung dieser Parameter kann ein einzelnes Niederspannungsnetz per Lastflussrechnung analysiert und bilanziert werden. Die so erhaltenen Bilanzprofile für die betrachteten Szenarien können dann blockweise allen übrigen Niederspannungsnetzen im betrachteten Mittelspannungsnetz zugeordnet werden. Voraussetzung für das Verfahren ist eine bekannte Lastflussrechnung in der Mittelspannungsebene zu einem bestimmten Zeitpunkt, die z.B. durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss.

Der gesamte Skalierungsprozess ist in Bild 3.3 dargestellt und gliedert sich in zwei Zweige. Zunächst werden alle NS-Bilanzprofile auf das Jahresmaximum bezogen, um ein prozentuales Normprofil zu erhalten. Anhand des Referenzlastflusses können dann diese Normprofile skaliert werden, um auch andere Netze ähnlicher Struktur repräsentieren zu können. Als Skalierungsfaktor ist das Verhältnis der Leistungswerte der jeweiligen Netze im bekannten Referenzlastfluss zu verwenden. Diese Vorgehensweise erleichtert den Parametrierungsaufwand.

In einem weiteren Schritt sind andersartige Netze/Verbraucher zu parametrieren. Im Mittelspannungsbereich sind dies im Wesentlichen Gewerbekunden. Voraussetzung ist, dass für das betrachtete Netz ein entsprechendes Standardlastprofil vorliegt. Hier wird beispielhaft ein allgemeines Lastprofil nach [29] verwendet. Zunächst ist der Zeitpunkt zu identifizieren, an dem die Referenzlastflussrechnung am wenigsten von dem Bilanzprofil des vollständig modellierten NS-Netzes abweicht. In diesem Beispiel ist dies *Winter Werktags 7:30*. Anschließend ist die Gewerbesummenlast im Referenzszenario 0% derart zu skalieren, dass die Werte der Lastflussrechnung des Verteilungsnetzbetreibers unter Verwendung des angenommenen Lastprofils genau am entsprechenden Zeitpunkt erreicht werden. In Bezug auf die Blindlast wird entsprechend 2.5 auf einen Verschiebungsfaktor von 0,93 zurückgegriffen. Insgesamt wird durch Festlegung dieser Parameter die Mittelspannungslast vollständig beschrieben.

In Bezug auf die Auslegung der entsprechenden MS-DEA lässt sich keine allgemeingültige Aussage treffen. Aufgrund des gewerblichen Charakters wird sie insbesondere durch die folgenden Fragestellungen bestimmt:

- Handelt es sich um ein reines Bürogebäude oder ist Prozesswärme bzw. –energie notwendig?

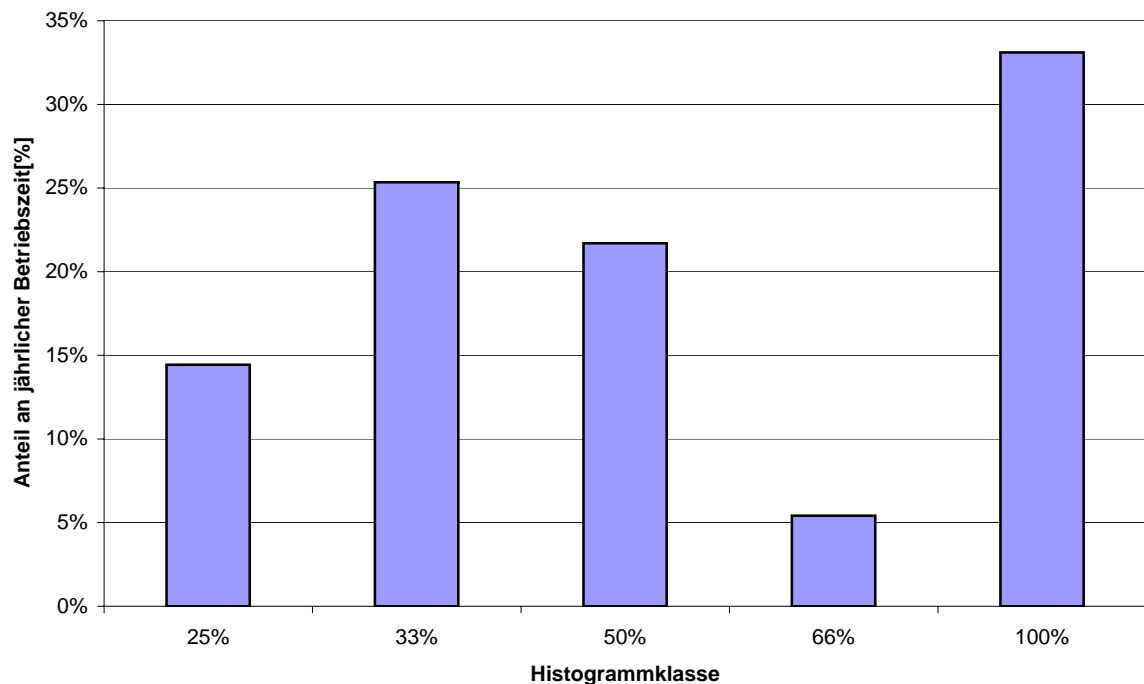


Bild 3.4: Exemplarisches Histogramm des Gewerbelastgangs

keit zu Drosselung der DEA in Schwachlastzeiten besteht. Somit kann angenommen werden, dass alle Gewerbe ihre DEA letztendlich im Bandlastbetrieb fahren.

3.2 Analyse der Niederspannungsebene

In einem ersten Analyseschritt werden die Niederspannungsnetze auf Grundlage der in Tabelle 2.10 definierten Szenarien betrachtet. Die Berechnungsergebnisse dienen der folgenden Analyse der Mittelspannungsnetze unter 3.3 als Eingangsdaten. Die Auslegung der Lasten und Einspeisungen erfolgt gemäß 2.5 mit den Laststufen 0 kW, 0,4 kW und 0,94 kW kombiniert mit DEA-Durchdringungsgraden von 0%, 20% und 100%. Zunächst werden Anlagen im Spitzenlastbetrieb unter Vernachlässigung von KWK oder stochastischen Einflüssen betrachtet. Dies entspricht einer rein stromgeführten Betriebsweise. Ziel ist die Analyse der Auswirkung einer kollektiven Einspeisung aller installierten DEA mit Bemessungsleistung. Dabei wird zunächst die Last vernachlässigt, da hierdurch die untere Schranke im Schwachlastfall dargestellt werden kann. Dies stellt einen Extremfall dar, da die mittlere Last im Vergleich zur DEA-Einspeisung von rund 0,4 kW (bei einem Verbrauch von 1290 kWh pro Person in einem Dreipersonenhaushalt [85]) relativ gering ist und die vernachlässigte Last somit nur dezentrale gespeiste Leistung kompensiert. Diese Betrachtung

entspricht der maximal möglichen Einspeisung sowohl im strom– als auch im wärmegeführten Betrieb. Der Spitzenlastfall kann für diese Analyse vernachlässigt werden, da die Lastspitze je Haushalt unter der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsgraden mit 0,94 kW je Haushalt (vgl. 2.4) die Einspeisung in der Bilanz nicht übersteigt und somit lediglich zu einer reduzierten Netzauslastung im Vergleich zum Schwachlastfall führt.

Neben der Extremalbetrachtung wird eine Lastflussrechnung mit Lastprofilen vorgenommen. Trotz der zeitlichen Auflösung sind die Ergebnisse als quasistationär zu betrachten und liefern keine Informationen über dynamische Vorgänge im Netz. Notwendige Voraussetzung für dieses Verfahren ist eine hinreichend genaue Kenntnis bzw. Estimation der Lastgänge und des technischen Potenzials entsprechend Kapitel 2.6.

Ziel der Lastprofilrechnung ist die Berechnung von Strömen durch die verschiedenen Betriebsmittel bzw. deren Auslastung, um die veränderte Belastungssituation beim Einsatz von DEA abzuschätzen und etwaige Überlastsituationen zu erkennen. Ferner werden Knotenspannungen berechnet, um die Einhaltung der in den Spannungsnormen festgelegten Grenzen zu überprüfen (vgl. 2.1). Weiterhin erfolgt eine Berechnung der aus der Mittelspannungsebene bezogenen bzw. der zurückgespeisten Leistungen, um die Folgen für die Mittelspannungsebene abschätzen zu können. Es wird eine Lastflussrechnung mit Lastprofilen für die Szenarien nach 2.5 vorgenommen.

Zunächst werden stationäre Lastflussrechnungen für die in Tabelle 2.10 definierten Szenarien durchgeführt. Bild 3.5 zeigt die resultierende Ausnutzung des Spannungsprofils. Auffällig ist, dass sich nunmehr bei Einsatz von DEA eine Anhebung und kein Absinken der auftretenden Knotenspannungen einstellt. Hierbei ist festzustellen, dass sich durch den Einsatz der DEA die Entfernung zur Toleranzbandgrenze nach EN60160 [23] und IEC60038 [18] erhöht, sofern man Lasten und DEA gleichzeitig betrachtet. In dem untersuchten Netz sind somit selbst im Fall der flächendeckenden Installation von DEA keine unzulässigen Spannungsanhebungen zu erwarten, sofern eine Auslegung der Anlagen anhand des lokalen Energiebedarfs erfolgt.

Eine Betrachtung der Belastungen, die hier als prozentualer Anteil des aktuellen Leitungsstroms am Bemessungsstrom der Leitung definiert sind, zeigt gemäß Bild 3.6 die höchste Belastung von rund 62% im Schwachlastfall des 100%-Szenarios. Ursache hierfür ist die Rückspeisung der dezentral erzeugten Leistung abzüglich der Netzverluste in die Mittelspannungsebene. Dagegen zeigt sich im erwarteten 20%-Szenario eine ähnliche Auslastung gegenüber dem Referenzfall. Dies liegt ursächlich in der relativ moderaten dezentralen Einspeisung, die nur im Schwachlastfall eine Rückspeisung in die MS-Ebene verursacht. Hier kann die dezentral erzeugte Leistung im Wesentlichen

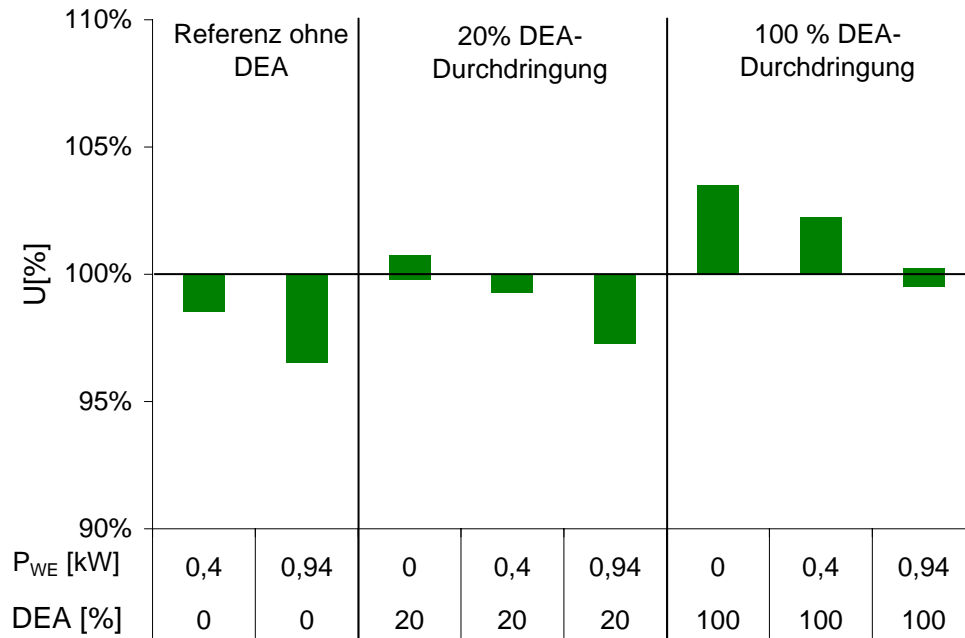


Bild 3.5: Ausnutzung des Spannungstoleranzbandes in der NS (vgl. Tabelle 2.10)

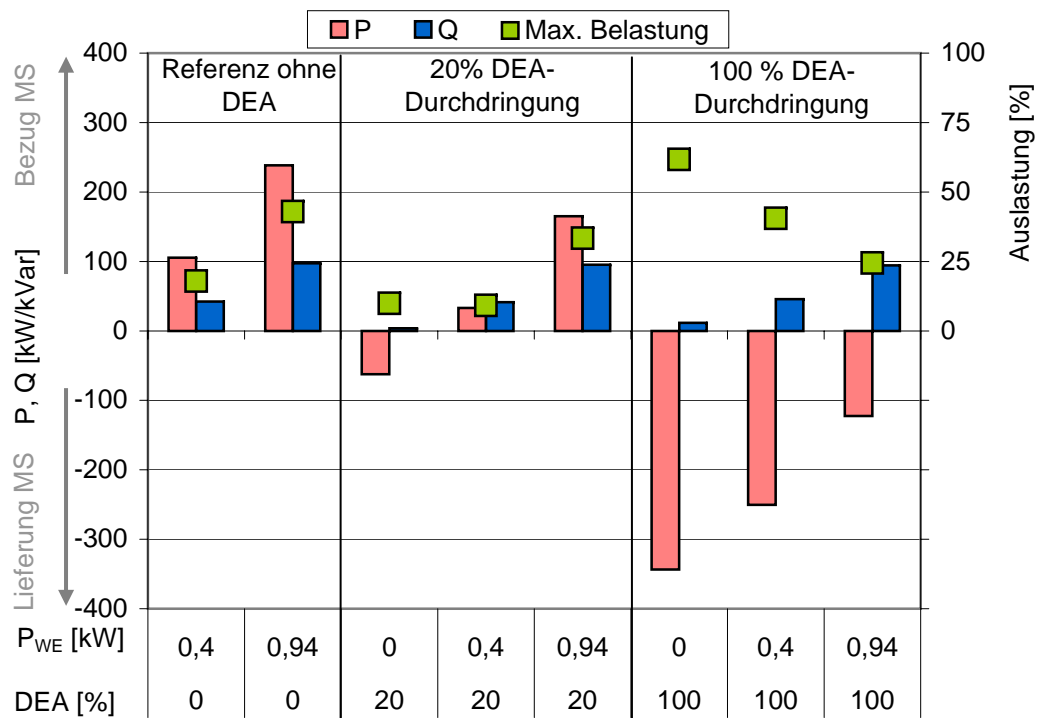


Bild 3.6: Maximale Bezugsleistungen und Betriebsmittelbelastung in der NS

als lastkompensierend angesehen werden. Es wird somit deutlich, dass sich der flächendeckende Einsatz von DEA im erwarteten Szenario eher positiv auf die Netzauslastung auswirkt. Somit ist festzustellen, dass in Bezug auf NS-Netze ein optimaler Durchdringungsgrad für DEA existiert, bei dem ein Netzausbau aufgrund von Zuwachs maximal verzögert werden kann. Die mathematische Bestimmung dieses Optimums kann aufgrund der Vielzahl der Parameter und Varianten nur simulatorisch an konkreten Netzen erfolgen. Insbesondere ist anzumerken, dass sich erst im flächendeckenden Fall das Maximum der Auslastung vom Spitzenlast- in den Schwachlastfall verschiebt. Das bedeutet, dass nunmehr die Erzeugungsleistung für die Auslastungsspitze verantwortlich ist.

Andererseits ist zu berücksichtigen, dass dem hier betrachteten Szenario eine nur relativ kurzzeitige Lastspitze zu Grunde liegt, die über eine Gleichzeitigkeitsabschätzung bestimmt worden ist. Die wesentliche Erkenntnis in Bezug auf das Beispielnetz ist lediglich, dass keine unzulässigen Betriebszustände auftreten, da sich Last- und Einspeisespitzen zeitlich gegeneinander verschieben. Aufgrund dessen ist die Dauer der Belastungen und Rückspeisungen genauer zu analysieren.

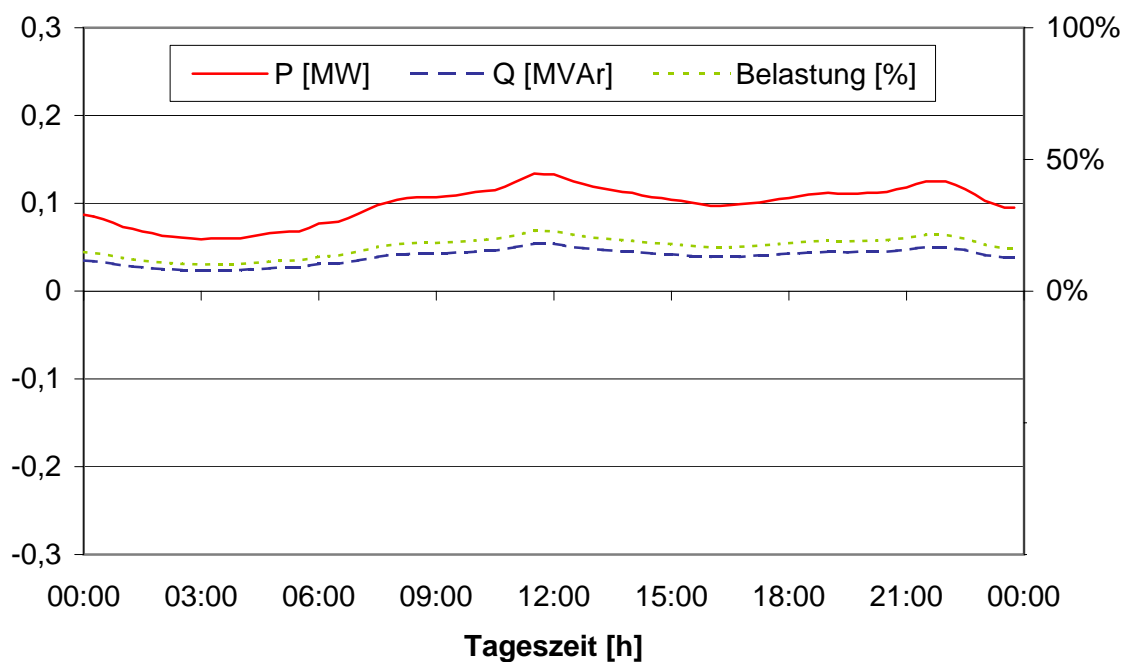
Zusätzlich ist in Bild 3.6 die maximal über den Ortsnetztransformator aus der Mittelspannungsebene bezogene Leistung dargestellt. Während sich der maximale Blindleistungsbedarf des Niederspannungsnetzes nur unmaßgeblich ändert, tritt bereits bei 20% Durchdringung insbesondere im Schwachlastfall eine erhebliche Reduktion des Wirkleistungsbezugs aus der Mittelspannungsebene auf. Dieser verstärkt sich im 100% Szenario bis hin zu einer Rückspeisung von rund 340 kW im Extremfall.

Bild 3.7 zeigt exemplarisch den zeitlichen Verlauf des Leistungsbezugs vom Mittel- in das Niederspannungsnetz in Abhängigkeit der Jahreszeit und der DEA-Durchdringung für einen Sonntag. Hier besitzt der Sonntag besondere Bedeutung, da an diesem Tag die absoluten Lastspitzen auftreten. Dies ist dadurch zu erklären, dass es sich bei dem betrachteten Niederspannungsnetz nahezu um ein reines Wohngebiet handelt, in dem sich die Bewohner vor allem während des Wochenendes aufhalten. Es fällt auf, dass sich der Zeitverlauf des Blindleistungsbezugs nur relativ gering durch die DEA ändert. Er ist vornehmlich durch Last und Netzelemente bestimmt, solange nicht eine DEA auf Blindleistungseinspeisung parametrisiert wird. Dies ist jedoch aufgrund der augenblicklich fehlenden Vergütung als unwahrscheinlich zu betrachten (vgl. 2.1). In Bezug auf die Wirkleistungsrückspeisung ist festzustellen, dass diese bereits im 20%-Szenario auftritt, erwartungsgemäß im Winter bei thermischer Höchstlast. Der Profilverlauf kann im wahrscheinlichen 20%-Szenario näherungsweise als eine Absenkung des Verlaufs im Vergleich zum Referenzfall betrachtet werden. Dagegen tritt im 100%-Szenario unter Voraussetzung der hier gewählten Speicherbetriebsweise eine Rückspeisung vornehmlich in den frühen Morgenstunden auf. Dies führt auch zu einer

erheblichen Veränderung der bekannten Lastverläufe. Ursache für die Rückspeisung ist, dass die durch DEA eingespeiste Leistung zu dieser Zeit nicht durch Lasten kompensiert wird.

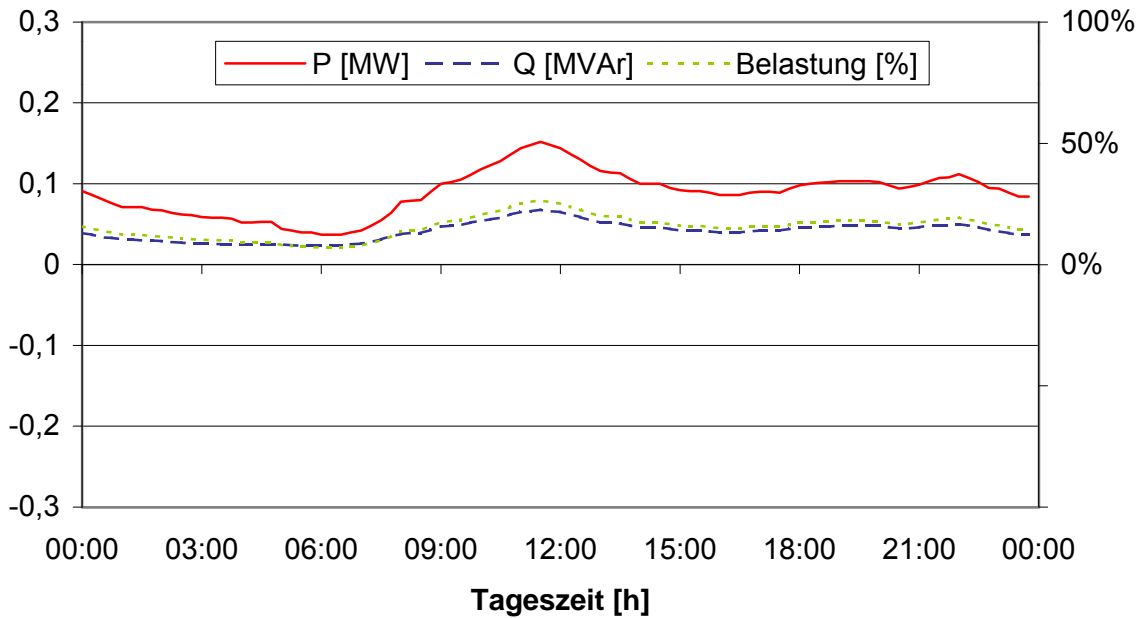
Dieser Kompensationseffekt hat ebenfalls Auswirkungen auf den Zeitpunkt der maximalen Netzlast. Dieser tritt dadurch bedingt nunmehr im Sommer auf. Die aus der Historie bekannte elektrische Maximallast zur Winterzeit wird sich folglich verschieben. Eine Betrachtung von Bild 3.6 zeigt, dass sich bei Vernachlässigung des Falls *keine Last* in diesem Beispiel das Wirkleistungsextremum von rund 220 kW Wirklast auf rund 220 kW Wirkleistungsrückspeisung umkehren kann. Die Auslastung der Netze wird auf Basis dieses Ergebnisses somit insgesamt unter der nun eintretenden Rückspeisung in die überlagerte Spannungsebene zunächst zurückgehen, was auch mit in die Überlegungen des Assetmanagements einzubeziehen ist.

Bedingt durch obige Betrachtungen wird eine Analyse des überlagerten Mittelspannungsnetzes notwendig, um sicherzustellen, dass diese Leistung auch abgeführt werden kann (vgl. 3.3). Hierzu ist eine weitere Lastprofilrechnung notwendig. Weitere ggf. unbekannte Niederspannungsnetze sind wie unter 3.1 angegeben zu modellieren. Bei Anwendung der Bilanzprofile des bereits berechneten Netzes ermöglicht diese Vorgehensweise auch die separate Betrachtung von Mittel- und Niederspannungsebene.

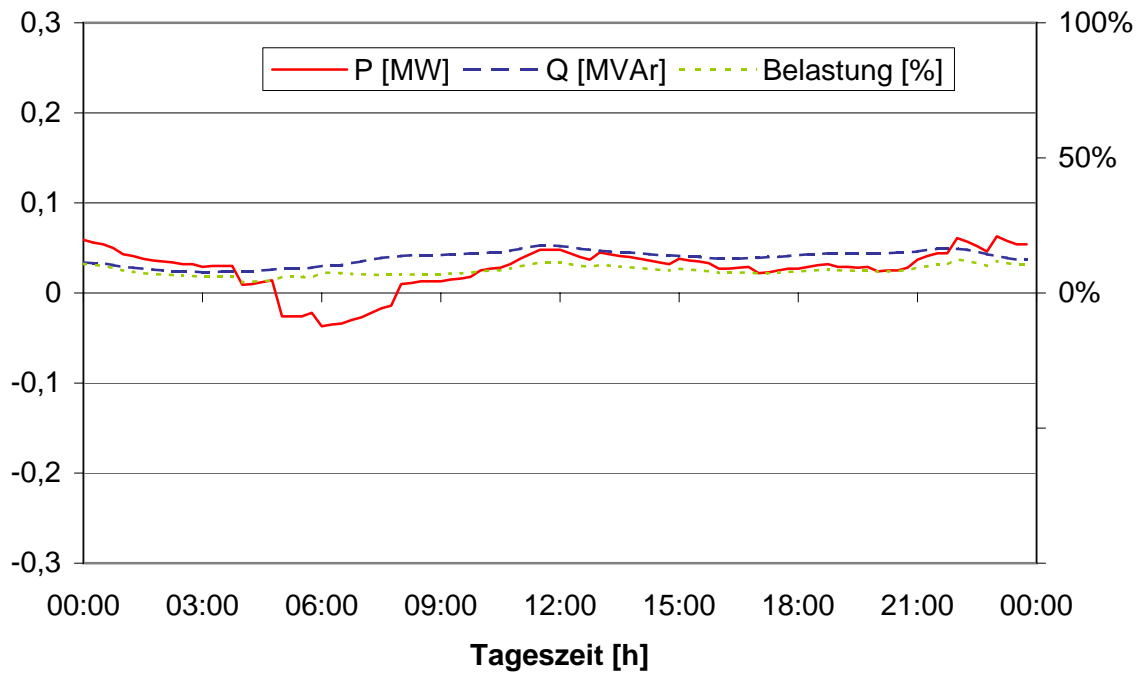


(a) Sommer Sonntags Referenz

Bild 3.7: Bezug aus der MS-Ebene und Elementbelastung sonntags im Sommer



(b) Sommer Sonntags 20% Durchdringung



(c) Sommer Sonntags 100% Durchdringung

Bild 3.7: Bezug aus der MS-Ebene und Elementbelastung sonntags im Sommer

3.3 Analyse der Mittelspannungsebene

Die Analyse des Mittelspannungsnetzes kann analog der Betrachtung des Niederspannungsbereichs (vgl. 3.2) erfolgen. Bei fehlender expliziter Modellierung sämtlicher Niederspannungsnetze kann jedoch eingangs keine statische Lastflussrechnung vorgenommen werden. Stattdessen muss direkt eine Profilrechnung vorgenommen werden, die dann auf Extrema auszuwerten ist. Ursache hierfür ist die vereinfachte Modellierung der NS-Netze als Last-Einspeise-Mischprofil nach 3.1. Dadurch sind Extremwerte nicht direkt erkennbar. Es muss stattdessen eine Extremwertanalyse der NS-Bilanzprofile erfolgen. Bei dieser Vorgehensweise ist die statische Lastflussrechnung mit Extremwerten bereits implizit enthalten. Im Folgenden wird anhand der Beispielnetze eine exemplarische Analyse vorgenommen.

Die Bilder 3.8 und 3.9 zeigen, die Extremalergebnisse der Lastflussrechnungen. Berechnungsgrundlage ist hier die Ausregelung der Spannung an der 20-kV-Sammelschiene auf 100%. Erwartungsgemäß ergeben sich die stärksten Netzbelastungen und Normwertabweichungen an Wintertagen. Die Maximalergebnisse ergeben in diesem Fall keine Toleranzbandabweichungen, sondern ein relativ enges Spannungsband im Intervall 98-102% in allen Szenarien. Dies liegt im Rahmen der maßgeblichen Normen IEC60038 [18] und DIN EN 50160 [23] und kann somit toleriert werden.

In einem weiteren Schritt sind die Betriebsmittelauslastungen zu überprüfen. Hier ist festzustellen, dass die Auslastung auch im MS-Bereich zunächst um rund 20% im 20%-Szenario absinken wird, da die DEA die Lasten kompensieren. Die Belastung steigt erst nach der Umkehr des Wirkleistungsflusses im Netz wieder an. Im 100%-Szenario werden dann im Beispielnetz wieder dem Referenzszenario vergleichbare Auslastungen erzielt. Wie bereits in [65] festgestellt ergeben sich also bei hinreichend genauen Last- und Einspeiseprognosen Möglichkeiten, etwaige Netzausbauten DEA-bedingt zu verzögern.

Bild 3.10 stellt die Bilanz zur HS-Ebene dar und zeigt, analog zu den Betrachtungen im NS-Bereich, dass nunmehr mit einer Rückspeisung in die HS-Ebene zu rechnen ist. Es werden hier die Sonntage dargestellt, da die Extrema an Sonntagen stärker ausgeprägt sind als an Werktagen. Aufgrund von gleichen Verhaltensmustern führt dies dazu, dass grade hier die Extremwerte wie z.B. die *Kochspitze* mit einem relativ hohem Gleichzeitigkeitsgrad auftreten. Dies bedingt die im Vergleich zum Werktag stärker ausgeprägten Maximalwerte.

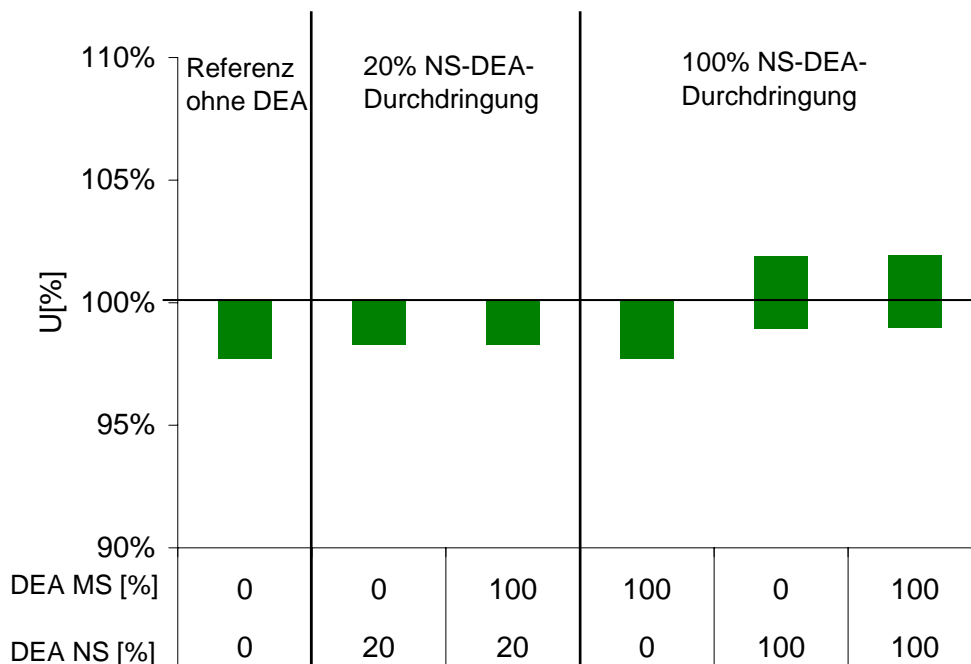


Bild 3.8: Spannungsbänder in der MS

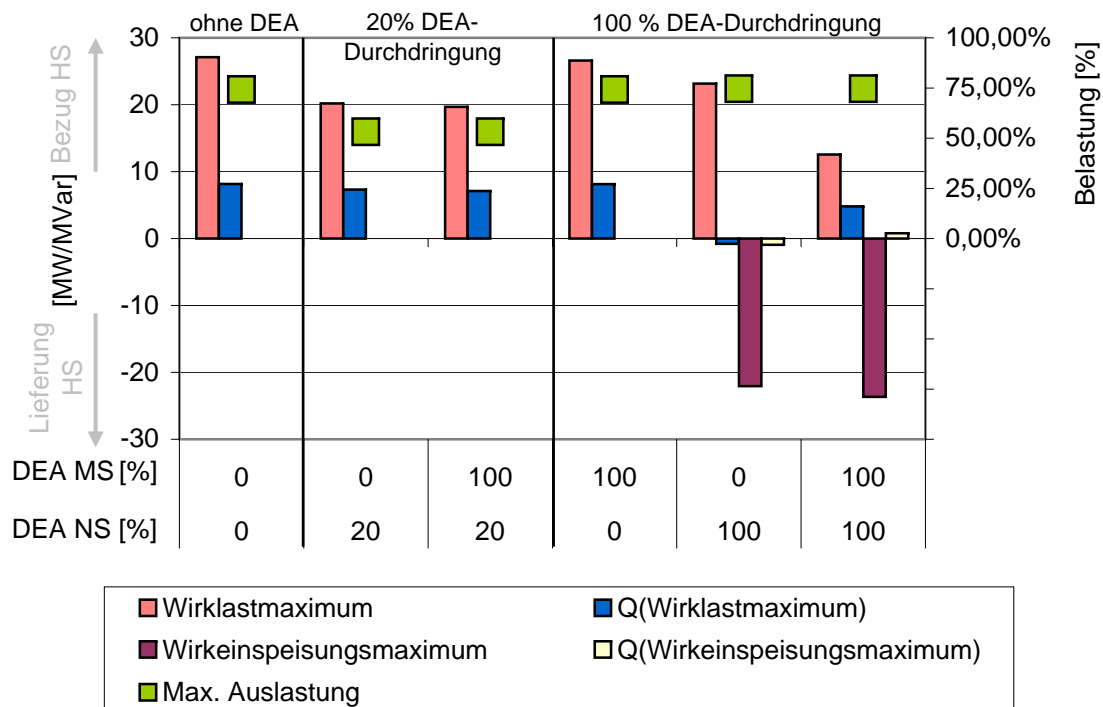
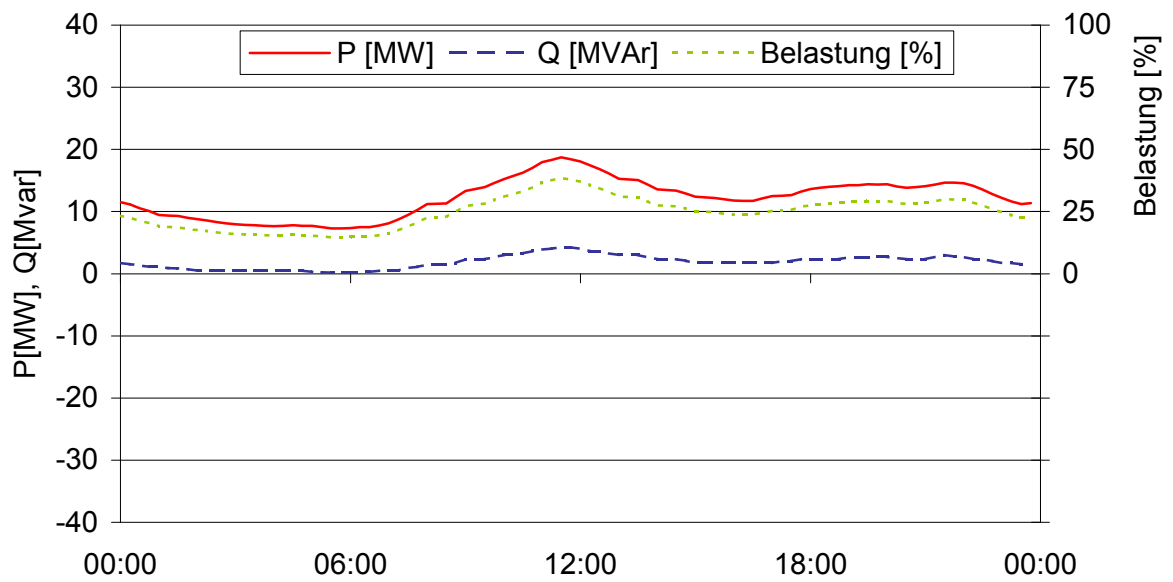
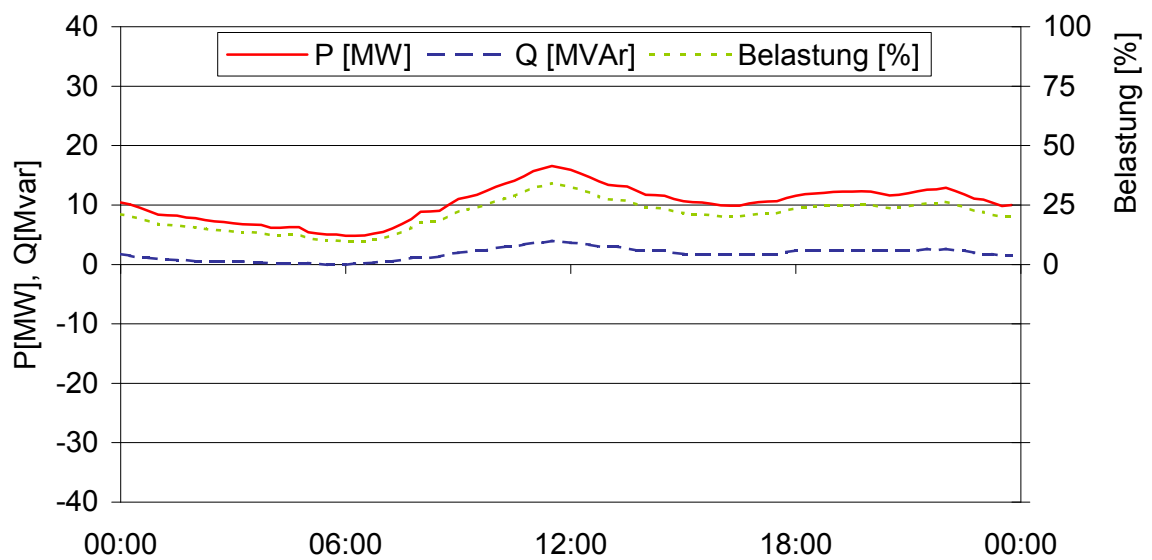


Bild 3.9: Maximale Auslastung und Leistungstransfer in die HS-Ebene

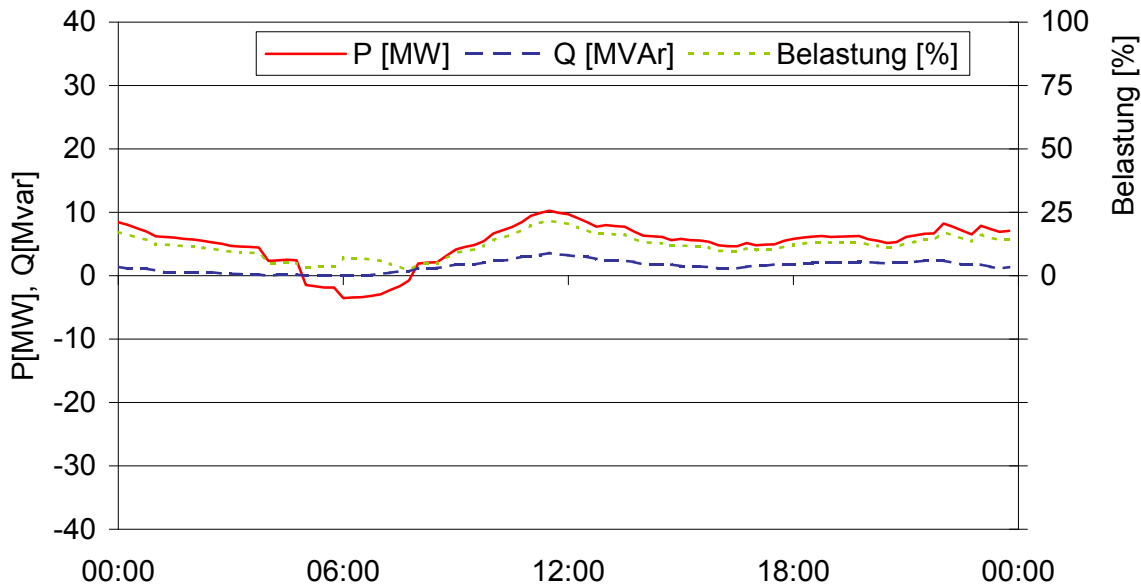


(a) Sommer Sonntags Referenz



(b) Sommer Sonntags 20% Durchdringung

Bild 3.10: Leistungsbezug aus der HS-Ebene



(c) Sommer Sonntags 100% Durchdringung

Bild 3.10: Leistungsbezug aus der HS-Ebene

Bei den Profilverläufen ist analog zur NS-Bilanz davon auszugehen, dass sich die Lastprofile näherungsweise absenken werden. Erst jenseits des 20%-Szenarios wird eine Dominanz der dezentralen Einspeisung auftreten. Diese liegt, wie in Bild 3.10 zu erkennen ist, insbesondere in den frühen Morgenstunden vor. In diesem Beispiel können selbst die Lastverläufe des 100%-Szenarios im Sommer mit Ausnahme der Zeit von 4:00 bis 8:00 als um ein Offset reduzierte Lastprofile ähnlich dem Referenzfall interpretiert werden. Ursache ist der relativ geringe Wärmebedarf. Einzig im angesprochenen Intervall tritt eine kurze Rückspeisung auf, da im Heizungssystem nach Beendigung der Nachtabenkung vermehrt Wärmeenergie benötigt wird. Dieser Trend verstärkt sich zum Winter hin, in dem nun durchgängig zurückgespeist wird. Auffällig ist, dass nun die thermische Last derart stark dominiert, dass sie auch die Rückspeisung in die HS prägt. Dadurch bedingt tritt nun das Belastungsmaximum in den frühen Morgenstunden auf. Dagegen sind zwar die aus der Vergangenheit bekannten *Koch-* und *Fernsehschitzen* noch im Lastverlauf erkennbar, doch repräsentieren sie nun durch den Kompensationseffekt bedingt Belastungsminima.

Im Wesentlichen kann an dieser Stelle der Schluss gezogen werden, dass die hier betrachteten Beispielnetze auch für die flächendeckende Installation von DEA auf Bewertungsgrundlage durch Lastflussrechnung mit Lastprofilen geeignet sind und dass zu keinem Zeitpunkt die Netzanschluss-

skapazität überschritten wird. Diese Aussage kann allerdings nicht verallgemeinert werden und ist in der Praxis von Netz zu Netz zu überprüfen. Etwaige Überlastsituationen sind u. U., wie nachfolgend beschrieben, abzustellen. Neben den nachfolgend angeführten weiterführenden Analysen sind die Netze auf ihr Verhalten im gestörten Betrieb hin zu analysieren (vgl. Kapitel 4). Ferner sind die dezentralen Anlagen selbst auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen (vgl. Kapitel 5.3).

3.4 Weiterführende Analysen

3.4.1 Überlastsituationen

Während in den betrachteten Beispielszenarien keine Überlast auftritt, kann dies nicht uneingeschränkt verallgemeinert werden. Eine Variation der Netztopologie, Erhöhung der DEA-Leistungen oder ein verminderter Ausgleich des thermischen Bedarfs durch Pufferspeicher kann wie z.B. in [65] zu einer Überlastung führen. Sind noch ältere Papier-Massekabel in den Hauptsträngen verbaut, so werden mit großer Wahrscheinlichkeit die Überlastungen dort auftreten. Ursache ist die geringere Stromtragfähigkeit dieser Leitungstypen [39, 40]. In diesem Fall sind folgende Abhilfemaßnahmen zu analysieren:

1. Ausbau der bestehenden Verbindung

Diese Variante stellt die nächstliegende Lösung dar. Sie erfordert relativ hohe Investitionen, bietet aber die Vorteile einer vergleichsweise einfachen und übersichtlichen Netzbedriebsführung und -planung. Hinzu kommt, dass sie eine Möglichkeit darstellt, auch im Verteilungsnetzbereich (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Bedingt durch den langen Betrachtungszeitraum und die relativ geringe Wahrscheinlichkeit des Eintritts des 100%-Szenarios (volle Umsetzung des technischen Potenzials) ist ein adäquater Investitionszeitpunkt kaum zu nennen. Den Einschätzungen von [51] folgend liegt dieser sicherlich jenseits des Betrachtungszeitraums von 20 Jahren.

2. Abwarten der Standarderneuerungen

Es kann erwartet werden, dass etwaige Papier-Masse-Kabel ohnehin im Rahmen der Netzausbau- und Instandhaltungsmaßnahmen innerhalb der nächsten 20 Jahre durch leistungstärkere Kabeltypen ersetzt werden. Sollten sich potentielle Überlastungen lediglich auf die-

se Kabeltypen beziehen, kann angenommen werden, dass bei einem realen Erreichen des 100%-Szenarios diese Typen bereits ersetzt worden sind. In diesem Fall sind keine zusätzlichen Maßnahmen zum Austausch notwendig. Nachteilig wirkt sich jedoch die sehr schlechte planerische Vorhersagbarkeit dieser Lösung aus.

3. Umschaltmaßnahmen

Die Position von Trennstellen im Netz ist zu überprüfen. Durch Schließen derzeit offener Trennstellen kann ggf. eine Überlastsituation abgestellt werden. Vorteil dieser Maßnahme ist ihre Kostenneutralität. Es existieren zwei Varianten:

(a) Abtrennung einzelner Strahlsegmente

Sofern vermaschte Netze in effektiver Strahlennetztopologie betrieben werden, kann ein besonders belasteter Netzstrahl aufgetrennt und ggf. an einen zweiten Einspeisebereich / eine zweite ONS angeschlossen werden. Nachteilig ist hier, dass die Analyse dann unter Ausweitung auf den zweiten Netzbezirk neu gestartet werden muss.

(b) Übergang zu vermaschter Netztopologie

Sofern parallele Kabeltrassen mit offener Trennstelle existieren, kann in den Maschen-netzbetrieb übergegangen werden, wodurch bei ähnlichen Leitungslängsimpedanzen eine Entlastung des überlasteten Elements zu erwarten ist. Diese Option bietet sich in der Praxis vor allem für NS-Netze an. Der vermaschte Betrieb im MS-Bereich ist eher praxisunüblich und bedingt die Neukonstruktion bzw. relativ teure Beschaffung von speziellen Schutzgeräten.

3.4.2 Blindleistungshaushalt

Verschiebungsfaktor

Wie unter 3.2 angeführt, wird den Lasten zu Planungszwecken ein Verschiebungsfaktor von $\cos\varphi = 0,93$ als maximale Phasenverschiebung zwischen Strom- und Spannungswerten der Grundschnung zugeordnet. Im Referenzfall führt dies für das Beispiel-NS-Netz aufgrund seines relativ geringen Blindleistungsbedarfs zu ähnlichen Faktoren in der Bilanz (vgl. Bild 3.11). Werden jedoch in nennenswertem Umfang DEA installiert, so ist momentan ausschließlich mit Wirkleistungseinspeisung zu rechnen. Eine Einspeisung von Blindleistung kann in Anbetracht von bislang fehlenden Vergütungsmodellen nicht im Sinne des Betreibers liegen und wird hier nicht betrachtet.

Dies führt zu der bereits in Bild 3.6 erkennbaren Umkehr des Leistungsflusses. Dabei ist anzumerken, dass sich lediglich die Wirkleistungsflüsse umkehren, der Blindleistungsbedarf dagegen in der Bilanz den ursprünglichen Werten ähnelt. Dies führt, wie in Bild 3.11 zu erkennen, gerade in den Phasen der Leistungsumkehr zu einer signifikanten Änderung des $\cos\varphi$ -Wertes bis hin zum reinen Blindleistungsbezug. Erkennbar ist, dass sich dieser Effekt ab einer bestimmten dezentralen Leistung wieder abschwächt.

Trotzdem kann der Verschiebungsfaktor nicht vernachlässigt werden. Einerseits werden im Zuge des DEA-Ausbaus die kritischen Einspeiseleistungen als Voraussetzung für stärkere Schwankungen des Verschiebungsfaktors erreicht werden. Andererseits unterliegt der thermische Bedarf, wie in 2.4.2 gezeigt worden ist, starken jahreszeitlichen Schwankungen. Folglich wird dieser Effekt zunächst im Winter auftreten und sich mit steigender installierter Leistung über die Übergangssaison in den Sommer verschieben.

Die Variation führt zwar in diesem Beispiel zu keiner Grenzwertüberschreitung innerhalb der NS- und MS-Netze, jedoch beeinflusst sie stark die Fahrpläne in der verbleibenden zentralen Einspeisungen. Diese können in diesem Fall nicht weiter mit festen $\cos\varphi$ -Werten aufgestellt werden. Um die Fahrplanerstellung zu erleichtern, ist somit eine Blindleistungskompensation zu empfehlen.

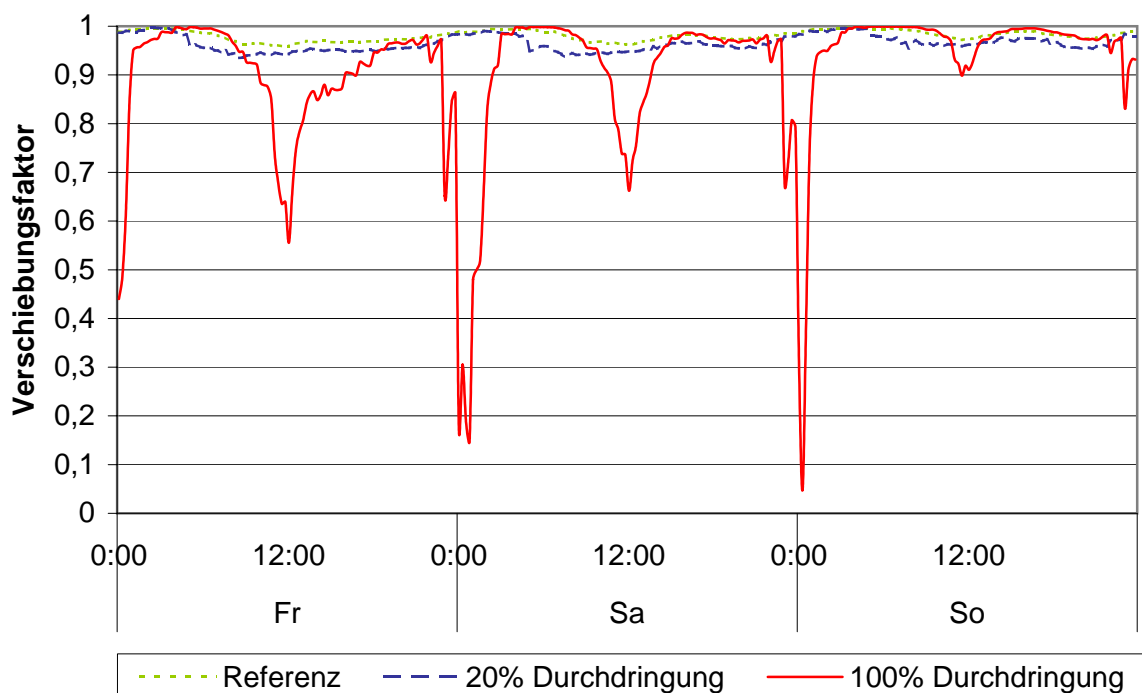


Bild 3.11: Verlauf des Leistungsfaktors des MS-Netzes an einem Übergangswochenende

Dies kann einerseits auf dem klassischen Wege mit Hilfe von dynamischen Kompensationsanlagen entweder an der Abspannstation oder an den Ortsnetzstationen erfolgen. Andererseits bietet es sich an, den Verschiebungsfaktor direkt durch die DEA auszuregeln, was nachfolgend exemplarisch analysiert wird.

Lastfluss bei Blindleistungsbelastung

Im Wesentlichen können DEA auf Basis von Umrichtern und Synchrongeneratoren Blindleistung in das Netz einspeisen. Hier sind anlagenspezifische Nebenbedingungen zu berücksichtigen. Für dreiphasige Umrichter gilt z.B.

$$\left| \frac{P - jQ}{\sqrt{3} \cdot U} \right| \leq I_{max} \quad (3.1)$$

während für Synchrongeneratoren

$$-\sqrt{S_{max}^2 - P^2} \leq Q \leq \sqrt{S_{max}^2 - P^2} \quad (3.2)$$

und

$$I_{err} \leq I_{err,max} \quad (3.3)$$

gilt. Unter Berücksichtigung dieser Nebenbedingungen kann DEA-Wirkleistungseinspeisung durch Blindleistungseinspeisung/-belastung substituiert werden. Dieser Ansatz ist aufgrund der aktuellen Vergütungsmodalitäten in Deutschland zunächst als unwirtschaftlich anzusehen und stellt daher zurzeit lediglich eine Option dar.

Im hier betrachteten Szenario wird davon ausgegangen, dass eine DEA komplett von Wirk- auf Blindleistungseinspeisung umgestellt wird. Dadurch kann die Einhaltung von maximalen Strömen und Scheinleistungen als gewährleistet angesehen werden. Aufgrund des Blindleistungsbedarfs der Netze und dessen Variation bei Laständerungen kann die notwendige Umstellung von DEA nur abgeschätzt werden. Unter Vernachlässigung des Blindleistungsbedarfs des Netzes ergibt sich anhand des Leistungstransfers am Ortsnetztransformator die auf Blindleistung umzustellende Wirkleistung ΔP zu

$$\Delta P = \frac{Q_{ist} - P_{ist} \cdot \tan(\varphi_{soll})}{1 + \tan(\varphi_{soll})} \quad (3.4)$$

mit P_{ist} aktueller Wirkleistungsbedarf des Netzes
 Q_{ist} aktueller Blindleistungsbedarf des Netzes
 φ_{soll} Sollwert der Phasenverschiebung in der Grundschiwingung

Mit Hilfe von Gleichung 3.4 können nun charakteristische Fälle untersucht werden. Tabelle 3.2 zeigt, dass die extremen $\cos\varphi$ -Werte von bis zu 0,053 nicht von höchster Bedeutung für die Kompensation des Leistungsfaktors sind, da sie zur Zeit der Leistungsumkehr auftreten und somit mit relativ geringen absoluten Leistungen einhergehen. Die größten Kompensationsleistungen müssen dagegen bei Verschiebungsfaktoren von 0,99 bzw. 0,8 erbracht werden. Laut Näherung wird dazu eine Umstellung von rund 102 kW notwendig. Dies entspricht der kumulierten Leistung aller Gebäude der Kategorie IV D (vgl. Tabellen 2.11 bis 2.13).

Es zeigt sich, dass durch diese Maßnahme deutliche Verbesserungen der $\cos\varphi$ -Werte zu erzielen sind. Im Falle der hohen Blindleistungsdifferenzen lassen sich bereits mit Hilfe der Abschätzung die Abweichungen vom $\cos\varphi$ -Standardwert auf 5% reduzieren. Auch im Fall des Minimums lässt sich eine Verbesserung erzielen. Dabei bleibt die prozentuale Abweichung jedoch bei 15%, was auf die relativ geringe Belastung zurückzuführen ist. Durch sie bedingt, fällt der Blindleistungsbedarf des Netzes stärker ins Gewicht, was die Ungenauigkeit der Näherung erhöht. Dies ist jedoch in Anbetracht der geringen Last akzeptabel. So liegt die Auslastung des 640-kVA-Ortsnetztransformators nach der Umstellung der DEA zu diesem Zeitpunkt lediglich bei rund 5%.

	Maximalabweichung ($\Delta Q=76\text{kvar}$)			Minimalabweichung ($\Delta Q=-44\text{kvar}$)			Minimaler Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$		
Zeit	Übergang Samstag 6:30h			Winter Samstag 18:30h			Sommer Sonntag 8:00h		
Wert	Ori-ginal	Nähe-rung	Ergeb-nis	Ori-ginal	Nähe-rung	Ergeb-nis	Ori-ginal	Nähe-rung	Ergeb-nis
P [kW]	-276	-174	-175	-124	-22	22	2	29	23
Q [kvar]	33	-69	65	93	-9	5	38	11	18
$\cos\varphi$	0,993	0,930	0,937	0,800	0,930	0,975	0,053	0,930	0,788
Abweichung $\cos\varphi$	7%	-	1%	-14%	-	5%	-94%	-	-15%
delta P [kW] (genähert)	102	-	-	102	-	-	27	-	-

Tabelle 3.2: Betrachtete Blindleistungsabweichungen im NS-Netz (alle im 100%-Szenario)

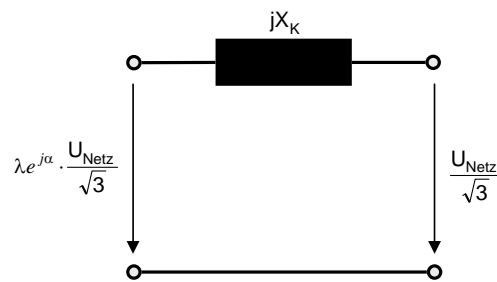
Wird eine Blindleistungseinspeisung angestrebt, so sind erneut die Spannungsbänder und Betriebsmittelauslastungen zu überprüfen. Eine exemplarische Untersuchung der in Tabelle 3.2 angegebenen Extremfälle zeigt, dass maximal Spannungen von 107% im Fall *Übergang Samstag* sowie minimal von 97% im Fall *Sommer Sonntag* auftreten. Im Vergleich zum 100%-Szenario ohne Last (vgl. Bild 3.5) erhöht sich die Spannung somit um rund 3,5%. Dies ist jedoch aufgrund der verbleibenden Sicherheitsmarge von 3% zur Toleranzbandgrenze nach IEC60038 [18] akzeptabel. Die unteren Spannungsbandgrenzen werden durch die Maßnahme schon aufgrund des spannungsstützenden Charakters der Blindleistungseinspeisung nicht unterschritten. Auch die maximale Auslastung liegt mit rund 30% im Fall *Übergang Samstag* innerhalb des Toleranzbereichs. Die Ergebnisse unterstreichen die Notwendigkeit, die Spannungsbänder bei Blindleistungseinspeisung von Fall zu Fall genau zu untersuchen.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der Übergang zur DEA-seitigen Blindleistungseinspeisung sich positiv auf die $\cos\varphi$ -Verläufe auswirkt. Aufgrund der Anlagengröße ist es jedoch notwendig, mehrere Einzelanlagen zu vernetzen, um den gewünschten Effekt zu erreichen. Dies deckt sich mit den Resultaten von [65]. Insbesondere in Schwachlastzeiten, ist eine exakte Bestimmung der notwendigen Blindleistung zur Einhaltung des $\cos\varphi$ -Sollwerts nur anhand einer Netzberechnung zu erreichen. Folglich ist eine direkt Regelung des Leistungsfaktors durch Blindleistungseinspeisung vorzuziehen. Zu diesem Zweck ist eine informationstechnische Vernetzung der Blindleistung speisenden DEA zu realisieren. Dadurch entsteht einerseits Forschungsbedarf in Hinblick auf die informationstechnische Vernetzung, andererseits auf die optimierte Betriebsweise dieser so entstandenen virtuellen Kraftwerke (vgl. 3.4.3).

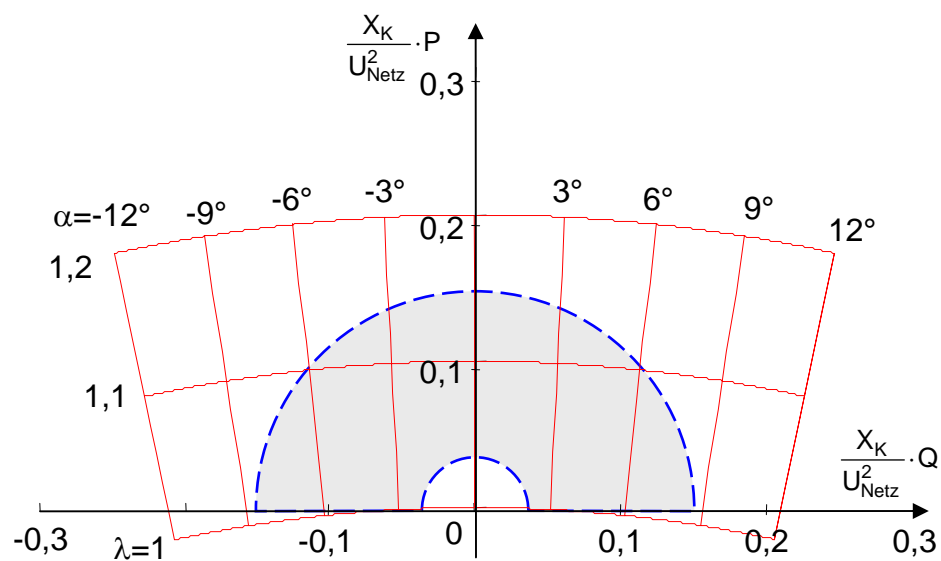
Bild 3.12 zeigt das Modell und Betriebsdiagramm eines Wechselrichters im Erzeugerzählpfeilsystem [57]. Im Betriebsdiagramm ist gestrichelt weiterhin ein durch minimale und maximale Scheinleistung begrenzter Betriebsbereich dargestellt, dessen Maximum der thermischen Belastungsgrenze sowohl von Wechselrichtern als auch von Synchrongeneratoren entspricht. Bei Idealisierung der Ventilschaltung des Wechselrichters wird sein Verhalten im Wesentlichen durch seine Filterinduktivität Z_k bestimmt, während die Ventilschaltung eine um den Betragsfaktor λ und den Winkel α von der Netzspannung U_{Netz} verschiedene treibende Spannung einspeist. Bei Umrichtern allgemein kann im Wesentlichen der Spannungsfaktor λ als begrenzender Faktor angesehen werden. Das Betriebsdiagramm zeigt, dass die Ortskurven für konstante λ -Werte in grober Näherung parallel zur Blindleistungsachse verläuft. Eine Blindleistungseinspeisung bei nahezu maximaler Wirkleistungseinspeisung ist dementsprechend möglich. Dagegen sind bei Synchronmaschinen, deren Modell in Bild 3.13 dargestellt ist, sowohl Einschränkungen durch die Polradspannungsgrenzen als auch durch die maximale Scheinleistung zu erwarten [35]. Entsprechend kann von

diesem DEA-Typ keine zu große Flexibilität in Bezug auf die Blindleistungseinspeisung erwartet werden.

Folglich kann eine Blindleistungseinspeisung zur Korrektur des Verschiebungsfaktors $\cos\varphi$ im Wesentlichen nur von Umrichtern erwartet werden, da eine Blindleistungsvergütung, sofern dies eingeführt wird, wesentlich geringer als eine Wirkleistungsvergütung ausfallen wird; ein DEA-Betreiber wird sich somit immer für letztere entscheiden. Andererseits ist ein Minimum an Vergütung zu fordern, um einen Betreiber einer umrichterbasierten DEA überhaupt zur Blindleistungseinspeisung zu bewegen, sofern nicht auch durch die mit der Wirkleistungseinspeisung verbundene Spannungsanhebung eine Blindleistungsabnahme notwendig wird. Diese wird sich an der Stärke eines etwaigen Bedürfnisses des Verteilungsnetzbetreibers richten, seinen Verschiebungsfaktor zu korrigieren. Es zeigt sich somit, dass die Blindleistungseinspeisung sowohl zur Korrektur des Ver-



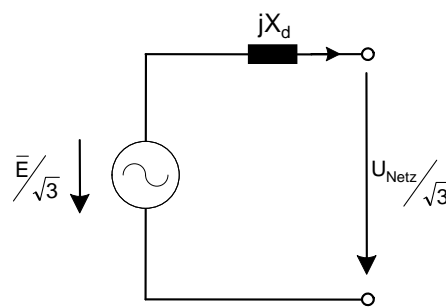
(a) Ersatzschaltbild



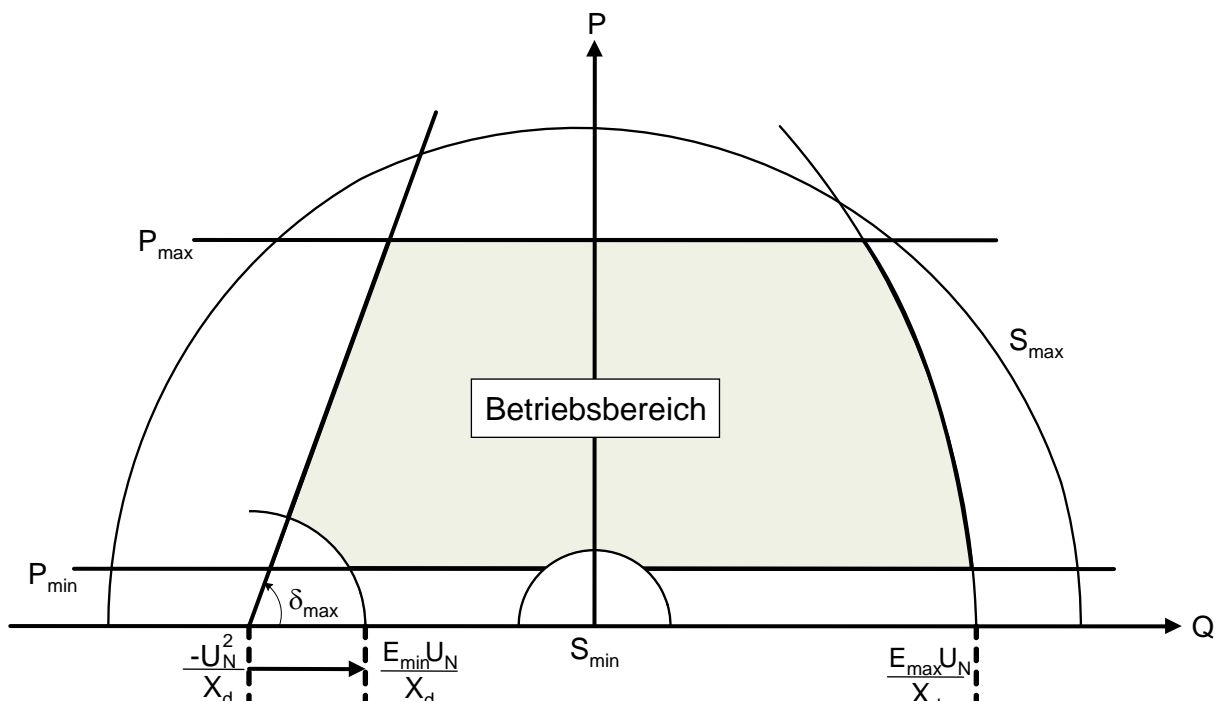
(b) Betriebsdiagramm im Erzeugerzählpfeilsystem

Bild 3.12: Umrichtermodell nach [57]

schiebungsfaktors als auch zur Spannungshaltung eine lokal begrenzte Problematik darstellt, die mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht bundesweit einheitlich gelöst werden kann. Dies bedeutet ein hohes Maß an netzspezifischen Faktoren in einer Problematik, die erst mittel– bis langfristig zu erwarten ist, was sich auch in den entsprechenden juristischen Regelungen niederschlagen wird. Hier besteht ebenfalls weiterer Forschungsbedarf.



(a) Ersatzschaltbild



(b) Betriebsdiagramm im Erzeugerzählpfeilsystem

Bild 3.13: Synchronmaschinenmodell nach [35]

3.4.3 Virtuelle Kraftwerke und Ausgleichsenergiepotenzial

Die Einspeisung in die Mittelspannungs- und weiter in die Hochspannungsebene hat direkte Auswirkungen auf betriebsführungstechnische Aspekte. So ist zu überlegen, in wieweit Niederspannungsnetze mit ausgeprägter dezentraler Einspeisung als virtuelle Kraftwerke angesehen und dem Kraftwerksdispatching sinnvoll zugänglich gemacht werden können. Hierzu sind einerseits Untersuchungen in Hinblick auf die optimierte Betriebsweise der Anlagen (vgl. [61]) und andererseits auf die notwendige informationstechnische Vernetzung der Anlagen (vgl. [80]) anzustellen.

Ausgleichsenergie-Potenzial

Lassen sich DEA, die als virtuelles Kraftwerk vernetzt sind, zur gezielten Beeinflussung von Leistungsfaktoren verwenden, so ist es ebenfalls denkbar, dass man das virtuelle Kraftwerk für Systemdienstleistungen einsetzt. In diesem Fall sind vorgegebene Fahrpläne abzufahren, für die ein entsprechendes Ausgleichsenergiepotenzial vorhanden sein muss. Wie in Kapitel 2 erläutert, unterliegt der Wärmebedarf, insbesondere in Wohngebäuden, erheblichen jahreszeitlichen Schwankungen und wird von der Existenz und Betriebsweise thermischer Pufferspeicher beeinflusst (vgl. Bild 2.13). Der Einsatz der Pufferspeicher beeinflusst die im Tagesverlauf auftretenden Bedarfsschwankungen in glättender Art. Durch einen Speicher kann somit zwar die äquivalente Nutzungsdauer einer KWK-DEA erhöht werden, nicht jedoch die jahreszeitlichen Bedarfsschwankungen ausgeglichen werden.

Aufgrund des gleichen Bemessungsverfahrens für die KWK-DEA der verschiedenen definierten Gebäudeklassen (Referenzgebäude) im für die durchgeführten Simulationsrechnungen benutzten Modell ergeben sich auch prinzipiell ähnliche Betriebsweisen bei allen Referenzgebäuden, unabhängig von der Größe der eingesetzten Anlagen.

Für das Regelpotenzial der KWK-DEA, mit welchem z.B. Ausgleichsenergie zur Verfügung gestellt werden kann, können daher nach [65] die folgenden, für die betrachteten Jahreszeiten einheitlichen Aussagen getroffen werden (mit Tagesangaben entsprechend Tabelle 2.6):

- Im **Winter** (134 Tage) werden nahezu alle DEA 24 Stunden täglich bei Volllast betrieben. Abhängig von der Dimensionierung der Pufferspeicher ergibt sich in den Nachtstunden bei einigen der DEA eine geringe Reduzierung der Leistungsabgabe. Wegen des somit geringen

Spielraums zur Regelung der Leistungsabgabe ist eine Nutzung der DEA zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie im Winter kaum gegeben, außer es werden für diesen Zweck größere Anlagen gewählt oder die Nutzung der DEA zur Heizenergiebereitstellung einschränkt. Beide Wege sind bei auch in Zukunft vermutlich mit hohen spezifischen Anlagenkosten verbunden und wenig wirtschaftlich.

- Im **Sommer** (109 Tage) ist der Wärmebedarf der Wohngebäude relativ gering. Bereits in der hier betrachteten Betriebsart „Peakshaving“ sind insbesondere im Sommer die Speicherverluste relativ groß. Somit ist ein Betrieb über den thermischen Bedarf hinaus aus ökonomischen und ökologischen Gründen nicht sinnvoll, da die Verluste durch die Speichervorgabe weiterhin ansteigen werden und den Synergieeffekten der KWK entgegenwirken werden.
- In der **Übergangszeit** (122 Tage) wird bei allen Gebäudetypen die DEA täglich zwischen 6 und 12 Stunden unterhalb der Höchstlast betrieben. Somit wird vornehmlich in der Übergangszeit ein Potenzial für ein Einspeisemanagement (EM) oder indirektes Lastmanagement (indirektes DSM) in wirtschaftlichem Umfang gegeben sein.

Im Wesentlichen ergibt sich damit für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie ein Optimierungsproblem. Als Zielgrößen dienen dazu die Speicherverluste und Brennstoffausnutzung im Zusammenspiel mit der Wärmeversorgung des jeweiligen Objektes durch die DEA sowie die als Dienstleistung angeforderten Leistung. Dies wird auf die Übergangszeit, d.h. 122 Tage des Jahres unter Berücksichtigung von Tabelle 2.6, beschränkt sein. Eine einfache Abschätzung ist in [65] angegeben. Für weitere Analysen ist zunächst der Bedarf und potenzielle Erlös zu klären. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Erste Ergebnisse sind [61] zu entnehmen.

Kapitel 4

Gestörter Netzbetrieb

Zeigt sich ein Netz unter normalen Betriebsbedingungen für den großflächigen Einsatz von DEA geeignet, ist in einem weiteren Schritt zu überprüfen, inwieweit das Verhalten im Störfall durch die dezentralen Anlagen beeinflusst wird. Es ist unbedingt sicherzustellen, dass weiterhin die zentralen Schutzanforderungen von Anlagen-, Netz- und Personenschutz erfüllt werden. Diese Schutzziele sind eng mit entsprechenden Normen (vgl. 2.1) verknüpft, deren wichtigsten in Bezug auf die Schutztechnik in Bild 4.1 angegeben sind.

Wie nachfolgend exemplarisch am Beispielnetz gemäß 3.1 erläutert, gliedern sich die Betrachtungen in die folgenden Bereiche:

1. Niveau der Kurzschlussleistung, Erkennen von Fehlern und selektives Freischalten
2. Logische Funktionalität der Schutzsysteme unter den geänderten Betriebsbedingungen
3. Ausfallszenarien und Inselnetzbildung

4.1 Grundanforderungen und Zustand heutiger Netze

Grundsätzlich ist die Voraussetzung zum selektiven Abschalten von Fehlern, dass sich im Fehlerfall Netzzustände einstellen, die sich hinreichend vom Normalbetrieb unterscheiden und eindeutige

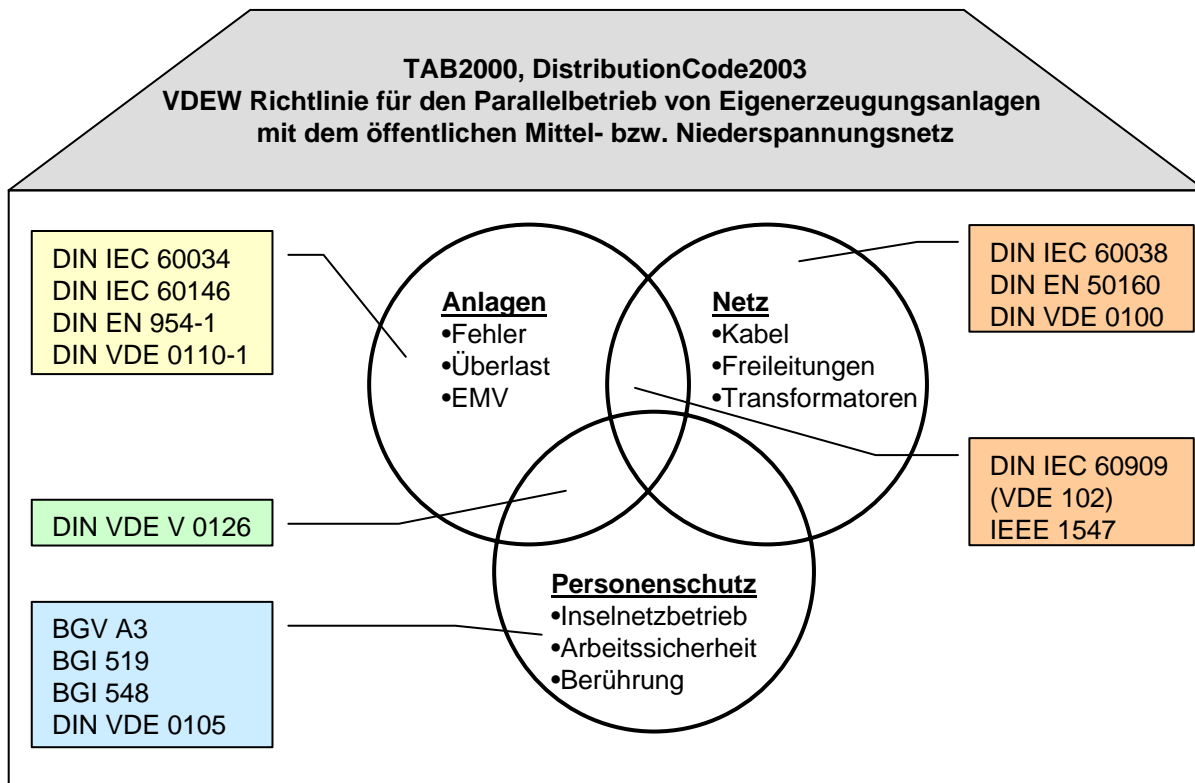


Bild 4.1: Schutzziele und dazugehörige Normen

Rückschlüsse auf den Ort des Fehlers zulassen. Die Grundanforderung an ein Schutzsystem ist die zuverlässige Identifikation solcher Zustände.

In der Praxis werden in Verteilungsnetzen vornehmlich Ströme und Spannungen als Messgrößen verwendet. Neben der direkten Verwendung als Schutzgeräteparameter werden sie miteinander verrechnet und als neue Kenngröße wie z.B. die Netzimpedanz verwendet. Besondere Anwendungen, die vor allem im Bereich der Übertragungsnetze eingesetzt werden, aber für Verteilungsnetze auch denkbar sind, stellen die ebenfalls errechneten Kenngrößen Phasenwinkel und Stromdifferenz dar.

Die Fehlerströme in elektrischen Netzen werden durch die Sternpunktbehandlung der jeweils einspeisenden Transformatoren und auch der einzelnen installierten Verbraucher bestimmt. Öffentliche NS-Netze werden im Regelfall starr geerdet betrieben, was u. a. auch mit der unsymmetrischen Belastung dieser Netze zusammenhängt. Hier fließen im ein-, zwei- und dreipoligen Fehlerfall erhebliche Fehlerströme, die z. B. durch Sicherungen detektiert und abgeschaltet werden können. Somit kann hier der Fehlerstrom als charakteristische Größe betrachtet werden. In MS-Netzen können dagegen auch Netze mit isolierten Sternpunkten oder kompensiertem Betrieb auftreten

[35]. In diesem Fall können bei unsymmetrischen Fehlern in den fehlerfreien Phasen Spannungserhöhungen auftreten, während die Fehlerströme eher gering bleiben. Insbesondere im kompensierten Betrieb können aufgrund von Resonanzeffekten Spannungsüberhöhungen auftreten. Allgemein ist somit im MS-Bereich die Spannung als Fehlerindikator im Fall unsymmetrischer Fehler zu beachten. Da der Fokus dieser Arbeit auf kleineren Anlagen mit Anschluss in der NS-Ebene bei symmetrisch betriebenen MS-Netzen liegt, wird im Weiteren lediglich auf symmetrische Fehler eingegangen. Dies ist aufgrund der starren Erdung der NS-Netze möglich. Somit kann der Effekt der Spannungsüberhöhung in der folgenden Darstellung vernachlässigt werden.

Der Verteilungsnetzbereich weist momentan einen relativ geringen Automatisierungsgrad auf. Die gängigsten Schutztechniken sind in Tabelle 4.1 aufgelistet¹. In der Mittelspannungsebene sind vornehmlich die Abgänge in den Abspann- und Hauptverteilungsstationen durch Überstromzeit- und Distanzschutzgeräte automatisiert. In den einzelnen Netz- und Ortsnetzstationen finden sich lediglich an den Transformatorabgängen Lasttrennschalter in Kombination mit HH-Sicherungen. Messtechnisch werden lediglich die maximalen Scheinströme anhand von Schleppwertzeigern erfasst. Lediglich ein Minimum der Verteilungsnetzbetreiber hat seine Ortsnetzstationen mittelspannungsseitig informationstechnisch vernetzt. Im NS-Bereich werden z. Z. ausschließlich NH - Sicherungen ohne jegliche Überwachung eingesetzt. Diese sind in der Norm EN60269 [21] erfasst und charakterisiert worden. Aus diesem Grund ist einerseits zu prüfen, inwieweit die bestehende Konfiguration der Schutzsysteme für den flächendeckenden Einsatz von DEA, für den diese nicht konzipiert worden sind, geeignet ist. Andererseits ist die Frage zu beantworten, ob durch die neue Situation bei gleichzeitiger Ertüchtigung des Schutzsystems neue sinnvolle Funktionalitäten in das Netz integrierbar sind (vgl. 4.5).

Mittelspannung	Niederspannung
<ul style="list-style-type: none"> - HH-Sicherungen - Überstromzeitschutz - Distanzschutz - Stromdifferenzialschutz^a - Phasenvergeleichsschutz^a 	<ul style="list-style-type: none"> - NH-Sicherungen

^aNur in Sonderfällen bzw. Industrieanwendungen

Tabelle 4.1: Gängige Schutzgeräte in Verteilnetzen

¹Der Buchholtzschutz, der ebenfalls zu den gängigen Schutzprinzipien gehört und in allen Spannungsebenen zum Schutz von Transformatoren eingesetzt wird, wird hier als Betriebsmittelschutz nicht weiter betrachtet.

4.2 Subtransiente Kurzschlussleistung

Die wichtigste Kenngröße zur Bewertung der Auswirkungen von Netzfehlern ist die subtransiente Kurzschlussleistung. Sie stellt eine theoretische Beschreibung der im Kurzschlussfall auftretenden Leistungen dar. Aus ihr können über den Zusammenhang

$$S_K'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_K'' \quad (4.1)$$

für symmetrische Fehler die subtransienten Kurzschlussströme bestimmt werden, wobei U_n die Netznominalspannung vor Fehlereintritt kennzeichnet [19]. Aus ihnen können dann Stoß- und Ausschaltströme berechnet werden, die zur Bemessung von Betriebsmitteln wie z.B. Garnituren, Schalt- und Messgeräte sowie Schutzeinrichtungen, verwendet werden. Gleichzeitig lassen die Kurzschlussströme Rückschlüsse auf das Selektivitätsverhalten der Schutzgeräte zu. Per Definition [35] gilt der subtransiente Bereich im Zeitintervall von 0 bis 60ms.

Bisher sind im Verteilungsnetzbereich lediglich *Ansynchronmaschinen(ASM)* und vereinzelt *Synchronmaschinen (SM)* vorzufinden, die im Kurzschlussfall einen Beitrag zur subtransienten Kurzschlussleistung liefern; dagegen wird ihr Hauptanteil der aus der überlagerten Spannungsebene eingespeist. Synchronmaschinen werden gemäß IEC60034 [16] im Spannungsquellen-Impedanz-Modell eine subtransiente Polradspannung und Kurzschlussreaktanz zur Bestimmung ihres Verhaltens im Fehlerfall zugeordnet. Die Reaktanz weist geringe ohmsche Anteile auf, die die Wicklungswiderstände darstellen. Diese werden in der Regel zur Analyse der in die Netze eingespeisten Kurzschlussströme vernachlässigt und die Reaktanz wird als rein imaginär angenommen. Dies kann durch den vornehmlich induktiven Charakter der Längselemente der Netzbetriebsmittel begründet werden. Die Literaturwerte für die subtransiente Reaktanz variieren zwischen 9% und 40% bezogen auf die Maschinennenngrößen (vgl. [35, 13, 42]). Die Auswertung nach IEC60034-1 liefert bei Nennleistungen von 1 kW bei 0,4 kV lediglich 4%. Hierbei besitzen Vollpolmaschinen vornehmlich die niedrigen Impedanzbereiche während Schenkelpolmaschinen im Wesentlichen höhere Kurzschlussimpedanzen besitzen.²

Asynchronmaschinen dagegen liefern laut IEC60034-12 [17] nennleistungsabhängige Kurzschlussleistungen. Im Leistungsbereich von 1 kW bei 0,4 kV können diese auf äquivalente subtransiente (Synchronmaschinen-) Reaktanzen von rund 8% umgerechnet werden, was die bessere Vergleich-

²Exemplarische Kurzschlussversuche am LS ESW an einer zweipoligen Synchronmaschine mit Nennleistung 1 kW und Nennspannung 0,4 kV lieferte bei Auswertung nach [22] und bei Vernachlässigung ohmscher Anteile eine subtransiente Kurzschlussreaktanz von 22%.

barkeit der Auswirkungen auf das Verteilungsnetz ermöglicht. Der mathematische Zusammenhang ergibt sich bei Vernachlässigung der ohmschen Wicklungsanteile in Übereinstimmung mit [22] zu

$$x_d'' = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3} \cdot U_{nG} \cdot I_k''} \quad (4.2)$$

unter Verwendung von I_k'' gemäß Gleichung 4.1.

Moderne DEA-Systeme verwenden je nach Wandlungsprinzip statt Generatoren Umrichter. Grundsätzlich sind Umrichtern auch subtransiente Kurzschlussströme zuzuordnen. Werden z.B. Inselnetze ausschließlich durch Umrichter gespeist, so ermöglichen diese Kurzschlussströme es, etwaige Fehler einwandfrei identifizieren zu können. Bei zu geringer Kurzschlussleistung tritt im Extremfall lediglich ein Spannungseinbruch auf, was beispielsweise in schwachen und Inselnetzen neben einem Fehler auch auf eine große Überlast hindeuten kann. Die aktuelle Normung nach IEC60146 [15] unterteilt Umrichter in verschiedene Klassen. Je nach Klassenzuordnung werden ihnen Überströme für eine Dauer von wenigen Sekunden bis hin zu Stunden und einem Maximalwert von bis zu 300% des Bemessungsstroms zugeordnet. Diese Klassifizierung wird durch den Verweis auf Empfehlungen und vorgeschlagene Schutzgeräte durch den Hersteller einem relativ großen Interpretationsspielraum unterworfen. In dieser Arbeit werden exemplarisch die Fälle 120% und 300% für die Beispielrechnungen angesetzt, was äquivalenten subtransienten synchronen Reaktanzen von 35% bzw. 83% entspricht.

Aufgrund der hohen Schaltfrequenzen von marktüblichen Umrichtern und der damit verbundenen Möglichkeit zur schnellen Erkennung von Stromsollwertabweichungen ist zu erwarten, dass die Umrichter für den Netzparallelbetrieb so ausgelegt werden, dass sie ihre Normwerte nicht überschreiten und im Kurzschlussfall lediglich abschalten.³ Dies ermöglicht eine Auslegung des Leistungsteils auf geringere Spitzenströme und ist mit Kosteneinsparungen verbunden. Dies ist insbesondere durch die Forderung nach kostengünstigen Wechselrichtern derjenigen Hersteller geboten, die KWK-Anlagen in Konkurrenz zu handelsüblichen Brennwertanlagen anbieten. Hinzu kommt die gegenwärtige Preiserhöhung auch bei PV-Modulen, die insbesondere bei den übrigen Systemkomponenten erhöhten Kostendruck bewirkt und somit auch den Bedarf an kostengünstigen Wechselrichtern verstärkt.

Insgesamt sind somit die in Tabelle 4.2 angegebenen Einspeisungen mit dazugehörigen äquivalenten Reaktanzen zu betrachten. Dabei ist es möglich, Reaktanzbereiche vereinfachend zusam-

³Diese Vermutung wurde durch Labormessungen am LS ESW an einem handelsüblichen 1 kW-Umrichter für den Netzparallelbetrieb bestärkt, was jedoch nicht verallgemeinert werden kann.

menzufassen. So werden Umrichter mit maximal dreifachem Bemessungsstrom im subtransienten Bereich ein ähnliches Verhalten zeigen, wie Synchronmaschinen in Schenkelpolbauweise. Zusammenfassend ergeben sich somit die ebenfalls in der Tabelle angegebenen drei Varianten in Bezug auf die Kurzschlussleistung bzw. –impedanz der einspeisenden DEA, für die nachfolgend die Beispielnetze untersucht werden.

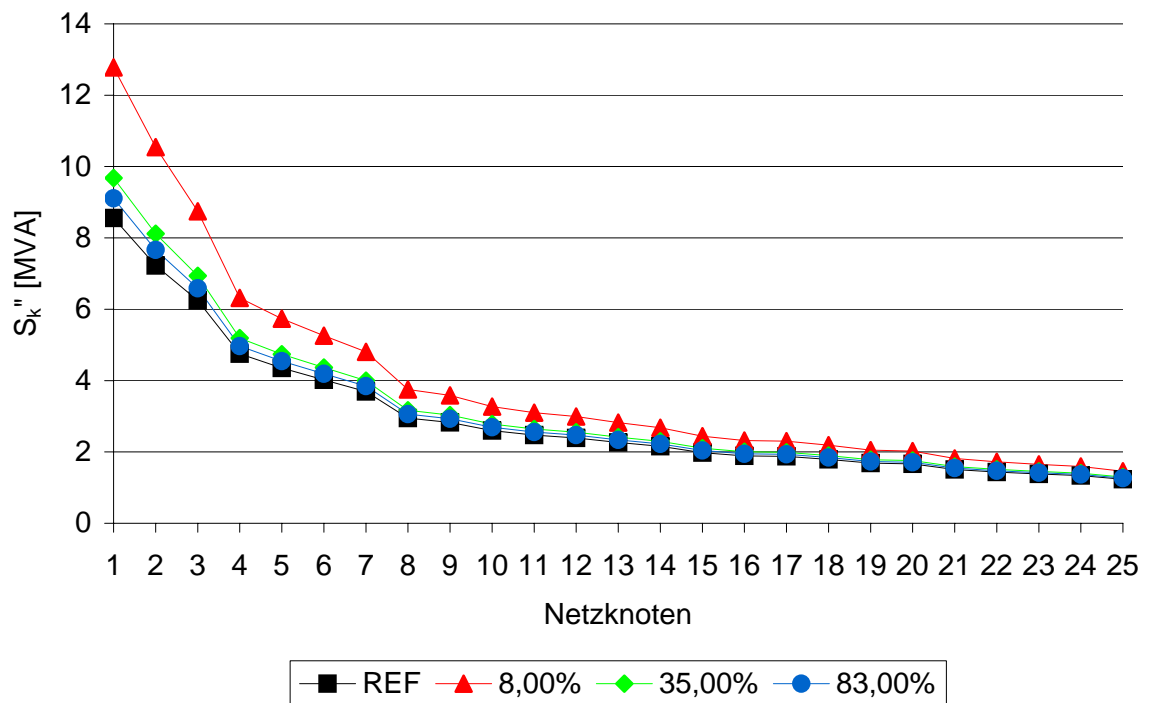
Analog Kapitel 3 kann hier schrittweise vorgegangen werden. Zunächst ist das Niederspannungsnetz zu analysieren. Anschließend erfolgt eine Übertragung der Bilanzkurzschlussleistungen mit entsprechender Umskalierung für ähnliche Netze in der Mittelspannungsebene. Mittelspannungsseitigen DEA ist ebenfalls ein Beitrag zur Kurzschlussleistung zuzuordnen. Verwendet man hier die äquivalenten synchronen Reaktanzen in per unit, so entfällt verfahrensbedingt die leistungsabhängige Umskalierung. Somit sind nur die gleichartigen Niederspannungsnetze in Hinblick auf die Leistung zu skalieren. Die Kurzschlussberechnungen können mit Hilfe von kommerziell erhältlicher Software zur Netzplanung (z.B. Neplan[®] oder DIgSILENT *powerfactory*[®]) durchgeführt werden.

Niederspannung

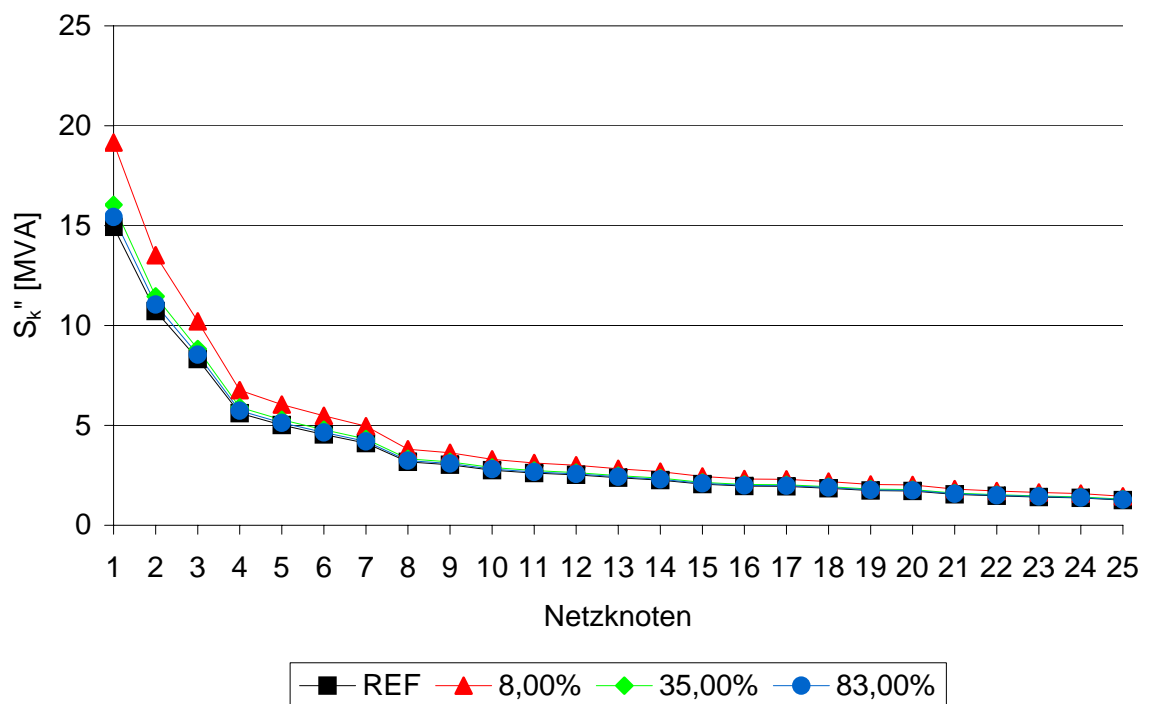
Bild 4.2 zeigt den Verlauf der subtransienten Kurzschlussleistung am längsten Netzstrahl des Beispielnetzes unter Annahme einer mittelspannungsseitigen subtransienten Kurzschlussleistung von 20 MVA und 300 MVA. Der 20-MVA-Fall repräsentiert einen Extremfall, der vor allem in abgelegenen, ländlichen Mittelspannungsnetzen anzutreffen ist. 300 MVA gibt einen realistischen Wert an, der laut Kurzschlussrechnung in der Mittelspannungsebene am betreffenden Verknüpfungspunkt auftritt. Auffallend ist die große dämpfende Wirkung des Ortsnetztransformators, der die Kurzschlussleistungsverhältnisse im Vergleich 20 MVA zu 300 MVA von überspannungsseitig 7% auf unterspannungsseitig 68% anhebt. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Kurzschlussleistung

Erzeuger		x_d''	$x_{d,vereinfacht}''$
Asynchronmaschine		8%	8%
Synchronmaschine	min	4%	
	max	40%	35%
Umrichter	$3 \cdot I_n$	35%	
	$1, 2 \cdot I_n$	83%	
	I_n	∞	∞

Tabelle 4.2: Äquivalente Subtransiente Kurzschlussreaktanzen in per Unit



(a) 20MVA MS-seitig



(b) 300MVA MS-seitig

Bild 4.2: Subtransiente Kurzschlussleistungen im NS-Netz

mit steigender Entfernung von der Ortsnetzstation in einem annähernd exponentiellen Verlauf abnimmt. Es fallen Knickstellen im Verlauf auf, die die Verzweigungspunkte des Netzstrahles repräsentieren. Im Gegensatz zu MS-Netzen (s. nächsten Absatz) sind die Verzweigungsstrahlen im NS-Bereich relativ kurz und werden nur für die Trennstellenoptimierung in vermaschten Netzen relevant. Daher kann in den meisten Fällen die Analyse auf den längsten Netzstrahl beschränkt werden.

Im Wesentlichen ist zu erkennen dass durch den DEA-Einsatz die subtransienten Kurzschlussleistungen und damit auch die Transferströme in ihrem Verlauf, denjenigen des Referenzszenarios ähneln. Aufgrund der weiterhin monotonen fallenden Kurzschlussleistung über den Strahlverlauf ist damit zu rechnen, dass auch weiterhin die installierten NH-Sicherungen selektiv auslösen werden. Durch den DEA-Einsatz werden die Kurzschlussleistungsniveaus weiter angehoben, was die Identifikation von Netzfehlern tendenziell erleichtert. Dabei sind die Auswirkungen bei umrichterbasierten DEA und mehrpoligen Synchronmaschinen relativ gering. Es erfolgt eine Anhebung der subtransienten Kurzschlussleistung von maximal 1 MVA an der Ortsnetzstation im 20-MVA-Fall. Dagegen zeigt sich die Installation von Turboläufersynchron- sowie Asynchronmaschinen als kritisch. Hier ist eine Anhebung von 4,5 MVA im 20 MVA-Fall zu verzeichnen und es wird sicher notwendig, Netzelemente wie z.B. Sammelschienen auf die Stromtragfähigkeit der Stoßkurzschlussströme zu überprüfen. Im Vergleich zu der mittelspannungsseitigen Kurzschlussleistung von 20 MVA sind die Abweichungen vom Referenzfall im 300-MVA-Szenario ähnlich. Bedingt durch die höhere mittelspannungsseitige Kurzschlussleistung wird auch das Kurzschlussleistungsniveau insgesamt angehoben.

Es ist darauf hinzuweisen, dass Grundlagen der Betrachtungen eine flächendeckende und daher relativ gleichmäßige Anordnung der DEA im Netz ist. Zusammen mit der sternförmigen Anordnung der Netzstrahlen um die Ortsnetzstation herum bildet sich somit auch strukturbedingt ein Maximum der subtransienten Kurzschlussleistung im Bereich der ONS heraus.

Es ist denkbar, dass bei Wegfall dieser Gleichverteilung der DEA einzelne Netzbezirke in den Ausläufern von Niederspannungsnetzen entstehen, in denen – bedingt durch den Beitrag der DEA zu den Kurzschlussströmen – ein Kurzschlussstrom durch die Abgangssicherungen an der Ortsnetzstation nicht oder nur verzögert detektiert werden kann. Charakterisierend hierfür sind die Längsimpedanzen der Leitungen und die Innenimpedanzen der DEA, von denen die DEA-Impedanz unterhalb derjenigen der Netzelemente liegen muss, um einen nicht vernachlässigbaren Einfluss der Leitungsimpedanzen zur erhalten. Beispielhaft wird eine relativ schwach ausgelegte Niederspannungsfreileitung (4x16Al mit $R_l = 1,795\Omega/km$ und $X_l = 0,38\Omega/km$) in Verbindung mit ei-

ner 1-kW-NS-DEA betrachtet. Es fällt auf, dass die Leitungsimpedanzen im Vergleich zur äquivalenten synchronen Impedanz wesentlich kleiner sind. So muss bei DEA-Daten gemäß Tabelle 4.2 eine Leitungslänge von rund 7 km vorliegen, um eine äquivalente Impedanz zur Innenimpedanz einer Vollpolsynchronmaschine/Asynchronmaschine zu erreichen. Im Falle eines Schenkelpolläufers/Umrücker mit maximal 3-fachem Nennstrom sind es 34 km. Niederspannungsleitungen dieser Längen können in der Praxis nicht sinnvoll betrieben werden, so dass die o.g. Problematik als nicht praxisrelevant einzustufen ist. Insgesamt kann für das hier betrachtete Niederspannungsnetz der Schluss gezogen werden, dass die bestehenden Schutzeinrichtungen, d.h. NH-Sicherungen, weiterhin selektiv auslösen werden. Offen ist bislang die Problematik der Inselnetzbildung (vgl. 4.5).

Mittelspannung

Die Vorgehensweise bei der Analyse von Mittelspannungsnetzen ist analog zu der der Niederspannungsnetze. Liegen unvollständige Kenndaten über die Einspeisungen aller Niederspannungsnetze oder komplexe Strukturen vor, können wie in Bild 3.3 für den Lastfluss dargestellt die subtransienten Kurzschlussleistungen an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators eines bestimmten Niederspannungsnetzes bestimmt werden. Analog zu den Skalierungsfaktoren der Bilanzprofile können dann die äquivalenten subtransienten Kurzschlussleistungen der anderen Niederspannungsnetze durch Skalierung bestimmt werden. Tabelle 4.3 gibt beispielsweise an, unter welchen äquivalenten Impedanzen das Referenzniederspannungsnetz je nach gewähltem Szenario mittelspannungsseitig erscheint. Diese Werte können dann als Parameter für z.B. Ersatz-SM oder Netzeinspeisungen in der mittelspannungsseitigen Kurzschlussrechnung verwendet werden. Für die DEA, die direkt in die MS-Ebene einspeisen, wird aus Vergleichsgründen eine Darstellung mit äquivalenten synchronen Reaktanzen wie oben angegeben verwendet. Dadurch bedingt können gleiche Impedanzen unabhängig von der jeweiligen Spannungsebene in Synchronmaschinenmodellen angesetzt werden, was das Verfahren stark vereinfacht. Vorher ist das Auftreten zu großer modellbedingter Ungenauigkeiten auszuschließen.

Für die folgenden Betrachtungen wird eine subtransiente Kurzschlussleistung von rund 3,7 GVA

	Äqu. Reaktanz		
DEA-Reaktanz [%]	8 %	35%	83%
NS-Netz-Reaktanz [%]	17%	56%	110%

Tabelle 4.3: Äquivalente Synchrone Reaktanzen des Referenz-NS-Netzes

an der Oberspannungsseite des 110-kV-Abspanntransformators angenommen. Bild 4.3 zeigt die Ergebnisse für den längsten Strahl des Beispielnetzes. Analog zur NS weist auch hier der Abspanntransformator im Referenzfall bei der subtransienten Kurzschlussleistung eine stark dämpfende Wirkung auf 11% bzw. 412 MVA auf. Verteilt über den in Bild 4.3 dargestellten Netzstrahl wird das Niveau der subtransienten Kurzschlussleistung insbesondere im Bereich der Abspannstation und bei Verwendung von SM/ASM basierten DEA angehoben. Die maximale Anhebung der Kurzschlussleistung von rund 65 MVA im Vergleich zum Referenzfall tritt in in diesem Fall dort auf. Dadurch bedingt müssen insbesondere für diesen Fall die Schalteinrichtungen des Netzes auf die nun möglichen Ausschaltströme sowie die Tragfähigkeit von Stoßkurzschlussströmen hin untersucht werden.

Mittelspannungsnetze sind häufig historisch gewachsene Netze, die sukzessiv verschiedene Erweiterungsstufen durchlaufen haben. Insbesondere deshalb liegen häufig vermaschte Netzformen vor, deren Trennstellen zunächst beliebig gesetzt werden können unter der Maßgabe, dass eine effektive Strahlnetztopologie erreicht wird, um die Betriebsführung zu erleichtern (vgl. Kapitel 2). Die Lage der Trennstellen kann dann beispielsweise unter dem Aspekt der Verlustminimierung optimiert werden.

Eine einfache Möglichkeit, die Lage der Trennstellen zu bewerten, bietet ein Verzweigungsdiagramm

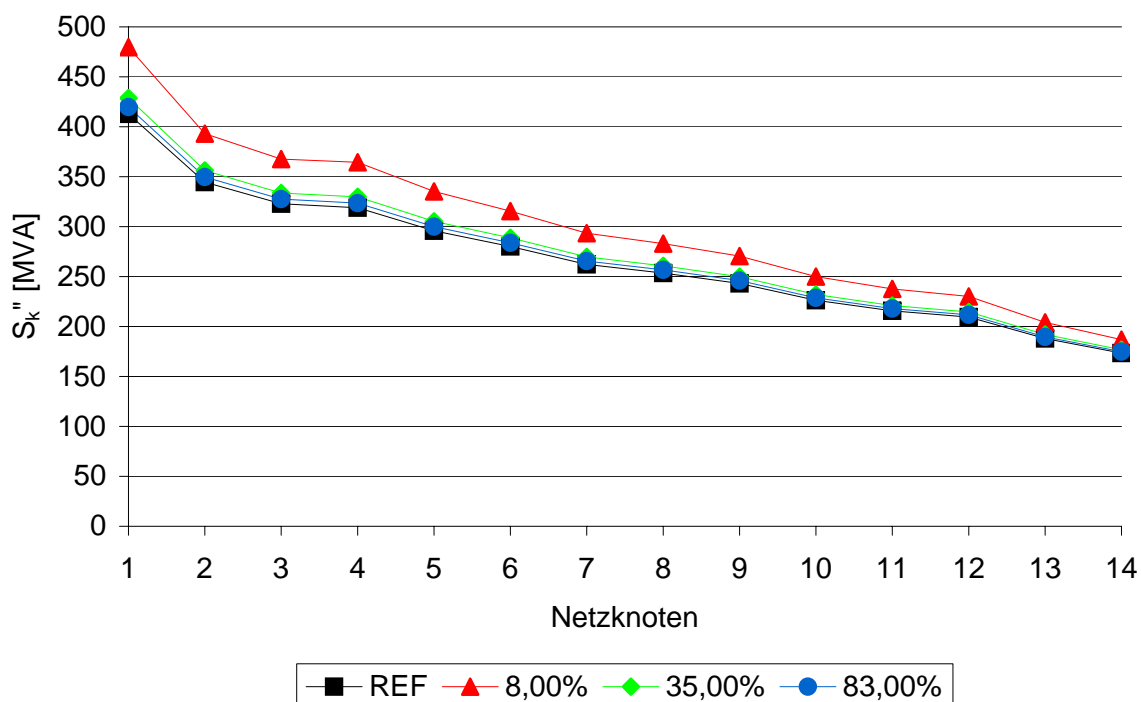


Bild 4.3: Subtransiente Kurzschlussleistung in der Mittelspannungsebene

gramm der subtransienten Kurzschlussleistung nach Bild 4.4. Zur besseren Übersicht sind im Bild die einzelnen Versorgungsbereiche des MS-Netzes gekennzeichnet worden. Es sind die direkt von der Umspannanlage gespeisten Netzbereiche blau, die Verbindung zum Schalthaus schwarz und die von dem Schalthaus gespeisten Bereiche rot eingefärbt worden (siehe auch Bild 3.2). Analog zu Bild 4.3 ist die subtransiente Kurzschlussleistung im Abstand von der speisenden Abspannstation aufgetragen worden. Dabei sind die Abzissenwerte nicht als absolute Entfernungsangaben zu verstehen. Stattdessen sind die einzelnen MS-Stationen derart anzuordnen, dass schließbare Trennstellen jeweils auf demselben Abzissenabschnitt angeordnet werden. In Bild 4.4 sind solche Trennstellen durch die grünen Doppelpfeile gekennzeichnet. Je größer die Kurzschlussleistungsdifferenzen zwischen den einzelnen Stationen mit Trennstelle sind, desto eher ist es angebracht, eine Trennstellenverlagerung in den Zweig mit der geringeren Kurzschlussleistung hinein vorzunehmen. Da die Kurzschlussleistung aufgrund der auch in der MS vorherrschenden Dominanz der Hochspannungsebene in direktem Zusammenhang mit der lokalen Netzimpedanz steht, deren ohmsche Anteile die Netzverluste darstellen, ist zu erwarten, dass sich durch die Trennstellenverlagerung ebenfalls eine Reduktion der Verluste einstellen wird. In diesem Bezug besteht in dem hier

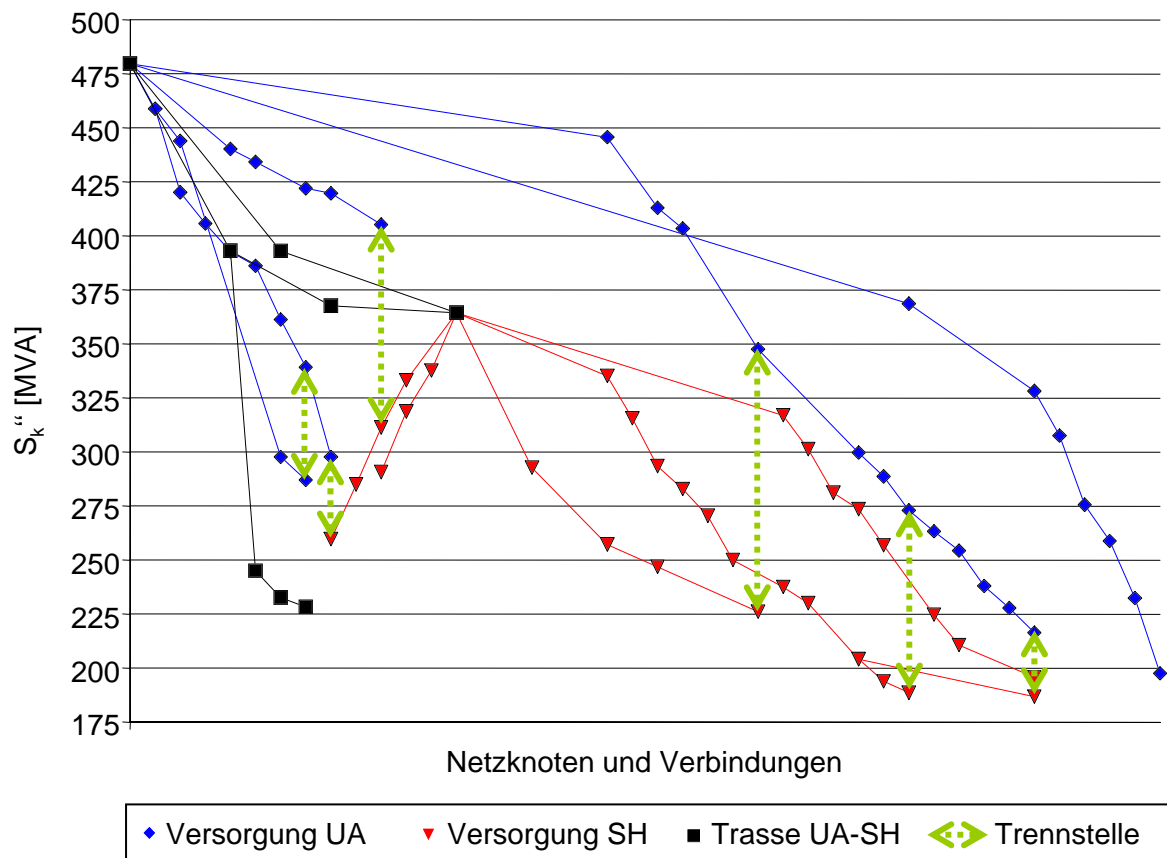


Bild 4.4: Verzweigungsdiagramm für MS-DEA auf Basis von Umrichtern und Synchronmaschinen

diskutierten Beispielnetz aufgrund der relativ hohen Leistungsdifferenzen von bis zu 100 MVA die Notwendigkeit, die Lage der Trennstellen zu überprüfen und im Rahmen der Stromtragfähigkeit der einzelnen MS-Stränge zu verändern.

Mathematische Verfahren zur Trennstellenoptimierung können als Stand der Technik angesehen werden. Sie variieren in Abhängigkeit der Komplexität der jeweiligen Netztopologie und werden hier nicht weiter diskutiert. Für die Optimierungsverfahren sei auf die Literatur verwiesen [79, 78, 63].

4.3 Netzurückwirkungen

Die Kurzschlussleistung kann als Robustheitsmaß elektrischer Netze gegenüber Netzurückwirkungen verstanden werden. Ein durch eine hohe Netzimpedanz bedingtes geringes Kurzschlussleistungsniveau bedeutet gleichzeitig hohe Anfälligkeit gegenüber Netzurückwirkungen, wie Harmonische und Flicker. Entsprechend sind die zu analysierenden Netze darauf hin zu überprüfen.

Die notwendigen Verfahren hierzu werden als Stand der Technik betrachtet und hier nicht weiter erläutert [60]. Sie sind in den *Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen* [88], die vom VDN aufgestellt worden sind, definiert worden (vgl. 2.1). Diese beinhalten neben der Ausbreitung von Netzurückwirkungen in einer bestimmte Spannungsebene auch Abschätzungsverfahren für ihre Übertragung in über- oder unterlagerte Spannungsebenen. Analog der unter 3.3 aufgezeigten Problematik können über- und unterlagerte Netze meist aus Komplexitätsgründen nicht explizit modelliert werden.

In beiden Fällen ist das Verhältnis der abgenommenen Leistung zur Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

$$\varepsilon = \frac{S_{kV}}{S_r} \quad (4.3)$$

von Relevanz. Zur Flickerbewertung nach (4.3) stellt S_{kV} die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt sowie S_r die Bemessungsleistung der Anlage dar. In Bezug auf Flicker ist in 95% der Fälle eine Langzeitflickerstärke von

$$P_{lt} \leq 1 \quad (4.4)$$

einzuhalten [88]. Zur Vereinfachung der Bewertung werden in [88] alternativ zur Flickermessung minimale ε -Werte tabellarisch in Abhängigkeit vom jeweiligen Verbrauchertyp und der Anschlussart (ein- oder dreiphasig) angegeben.

Zur Beurteilung der Auswirkungen von Oberschwingungen ist in (4.3) statt der Bemessungsleistung S_r die Anschlussleistung S_A der Anlage zu verwenden. Hier sind ε -Werte größer als 150 in Niederspannungs- bzw. 300 in Mittelspannungsnetzen grundsätzlich als zulässig zu betrachten. Andernfalls ist ein Bewertungsverfahren gemäß [88] zu starten. Weiterführende Informationen sind [72] zu entnehmen.

4.4 Logische Funktionalität

Trotz des im Verteilungsnetzbereich relativ geringen Automatisierungsgrades sind Systembetrachtungen notwendig, die eine Funktionalität des Schutzsystems insgesamt sicherstellen. Hier sind einerseits Staffelungen und Mitnahmemechanismen zu nennen, wie sie in der Hoch- und Höchstspannungsebene vorkommen und in Sonderfällen – z.B. in Industrienetzen – auch im Verteilungsnetzbereich Verwendung finden. Andererseits sind hier Einzelgeräte zu betrachten, wie z.B. Maschennetzrelais. Die Anzahl der Kombinationsmöglichkeiten ist relativ groß, so dass die Problematik der logischen Funktionalität im Folgenden an einem NS-Maschennetz nach Bild 4.5 exemplarisch erläutert wird.

NS-Maschennetze werden nach [48] bei Lastdichten von 2 bis 60 MVA betrieben. Dabei werden sie durch zwei oder mehrere Ortsnetztransformatoren gespeist, die an unterschiedliche Mittelspannungsstrahlen angeschlossen sein können [90]. Liegt nun auf einem Mittelspannungsstrahl ein Fehler vor, so ist es denkbar, dass dieser abgeschaltet wird, während ein anderer Strahl in Betrieb bleibt. In diesem Fall kann die Fehlerstelle trotz Abschaltung rückwärtig von dem anderen MS-Strahl über das NS-Maschennetz gespeist werden, sofern keine Maschennetzrelais eingesetzt werden. Diese detektieren prinzipiell die umgekehrte Leistungsflussrichtung und unterbrechen darauf die Verbindung. Im Fall des Betriebs des NS-Maschennetzes als Leistungssenke ist dies auch sinnvoll. Treten aber, wie in Kapitel 3.2 gezeigt worden ist, im Falle vieler DEA Leistungsrück-

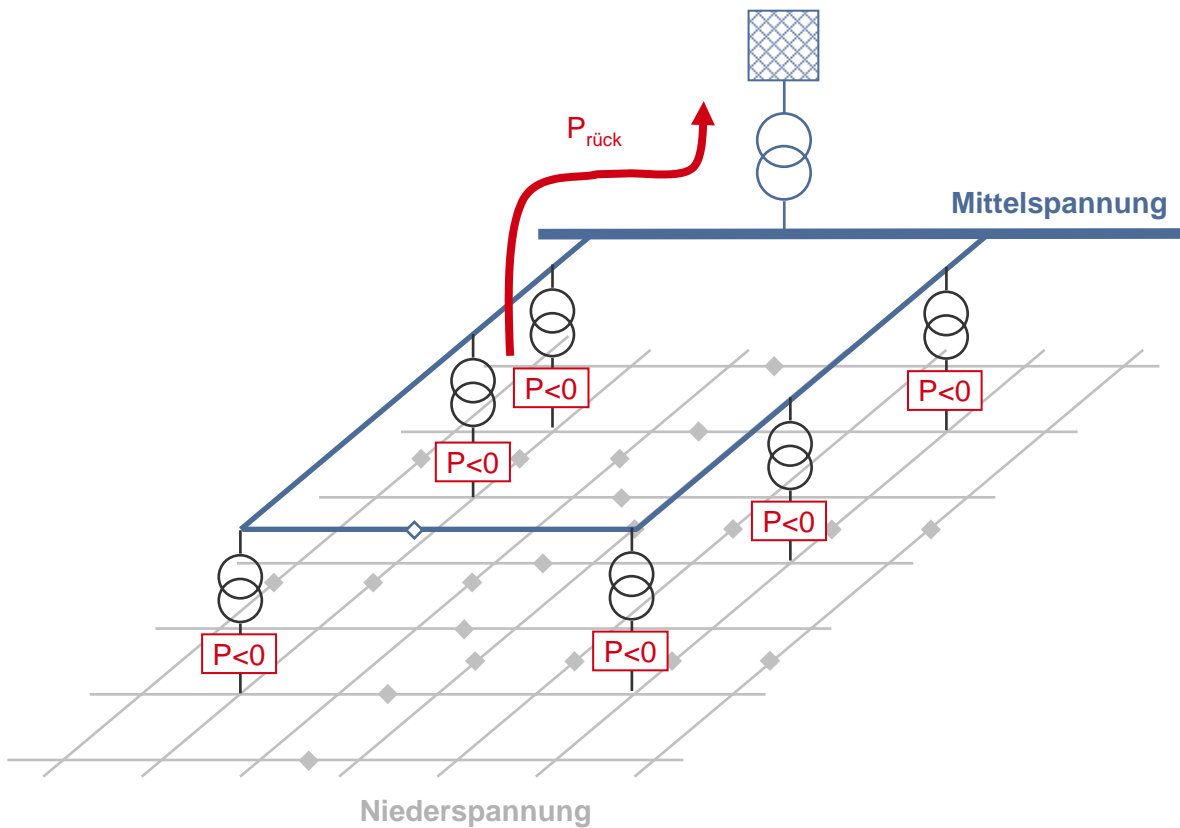


Bild 4.5: Leistungsrückspeisung in Maschennetzen

speisungen in die MS-Ebene auf, so wird dies praktisch durch etwaige Maschennetzrelais verhindert. Es ist unmöglich, dezentrale Leistung aus der NS– in die MS-Ebene einzuspeisen. Somit ist die Auslöselogik für Maschennetzrelais zu verbessern. Hierzu stehen folgende Varianten zur Verfügung. Zur Erläuterung dient Bild 4.6.

1. Erweiterung der Überwachungsgrößen

Es ist sicherzustellen, dass mittelspannungsseitig kein Inselnetz entsteht. Da hier auch durch das Maschenetz Spannungen eingepreßt werden können und vollständige Unterbrechungen möglich sind, scheiden Ströme und Spannungen aus. Dagegen ist eine Überwachung der Netzimpedanz analog VDE V 0126 [25] theoretisch möglich. Praktisch sind aufgrund relativ hoher mittelspannungsseitiger Kurzschlussleistungen von bis zu 500 MVA relativ hohe Messströme einzuprägen, was einerseits die Impedanzmesseinrichtung relativ groß und teuer machen würde sowie andererseits Störungen in der MS-Ebene verursachen kann. Daher ist diese Möglichkeit wenig praktikabel.

2. Informationstechnische Vernetzung

Eine weitere Variante stellt die informationstechnische Vernetzung der einzelnen Maschen-

netzrelais mit den Schutzeinrichtungen der MS-Ebene dar (vgl. Bild 4.6). Hier kann einerseits eine Mitnahmeeinrichtung realisiert werden, die bei Auslösung von MS-Leistungsschaltern entsprechend die im abgeschalteten Strang installierten Maschennetzrelais direkt zur Auslösung bringt. Dies ist mit einer Leistungsüberwachung so zu kombinieren, dass die Mitnahme nur im Fall der Leistungsrückspeisung aktiviert wird, um die Wiederschaltung zu erleichtern. Nachteilig ist hier, dass die Mitnahmeschleife bei Topologieänderungen angepasst werden muss.

Dem ist ggf. durch eine Autonomisierung der Schutzgeräte entgegen zu wirken. Dazu kann die Netztopologie durch Trennstellenautomatisierung oder passive Überwachungsverfahren detektiert werden. Abhängig von der erkannten Topologie können sich die Relais dann

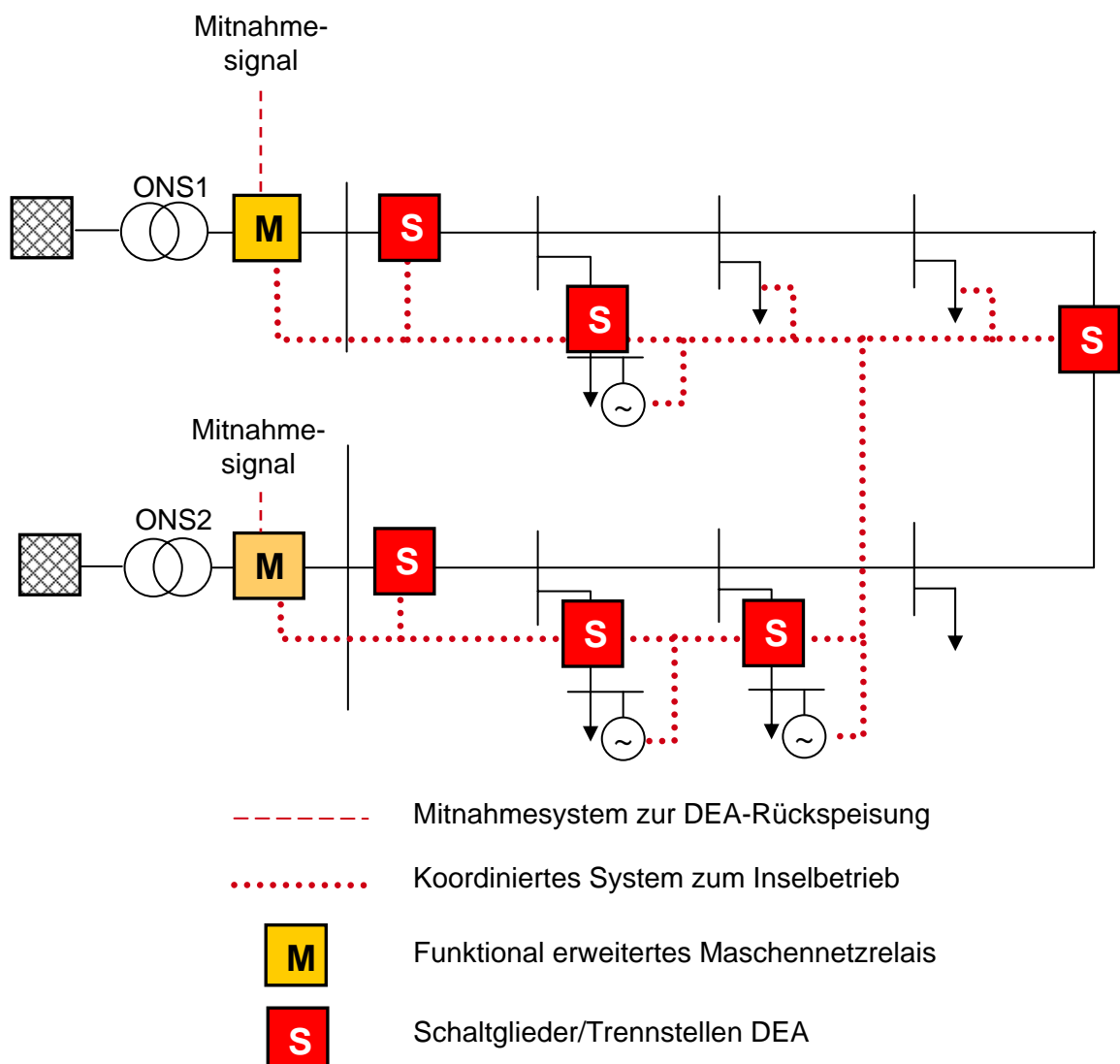


Bild 4.6: Koordiniertes Schutzsystem zur erweiterten Funktionalität

selbstständig in ihrer Mitnahmefunktion unterschiedlichen MS-Strängen zuordnen und ggf. ihre Sollwerte anpassen. Diese autonomen Schutzsysteme stellen gegenwärtig jedoch noch keine praxisübliche Lösung dar, sondern sind Gegenstand der Forschung (vgl. z.B. [64]).

Alternativ ist eine informationstechnische Kombination der einzelnen Maschennetzrelais denkbar, die die Bilanzleistung des Maschennetzes überwacht. Wird über alle Ortsnetzstationen zurückgespeist, wird die Auslösung der Maschennetzrelais blockiert. Problematisch ist bei dieser Variante die tageszeitliche Veränderung des Leistungsflusses mit Wechsel zwischen Ein- und Rückspeisung. In den Übergangsperioden wird sich der Leistungsfluss je nach Einspeisungsverteilung im Maschennetz und zusätzlich in Abhängigkeit vom Typ der einzelnen Einspeisung nicht gleichzeitig in allen ONS umkehren. Daher sind zusätzlich die Rück- und Einspeiseströme zu überwachen. Damit ergeben sich im Vergleich zur Mitnahme zwei zusätzliche Überwachungsgrößen je Maschennetzrelais: Einerseits der Strombetrag in Verwendung als Anregeschwellenwert und andererseits die Leistungsbilanz des Maschennetzes. Das erschwert die Parametrierung der Relais und macht das System wenig robust gegen Variationen der Bemessungsleistungen und Topologieänderungen.

Insgesamt bietet die Variante 2 mit Mitnahmefunktion das größte Potenzial. Dies wird insbesondere deutlich, wenn die Problematik der Inselnetzbildung in die Betrachtungen einbezogen wird (vgl. 4.5). Es ist denkbar, dass bei ausreichend installierter dezentraler Leistung dazu übergegangen wird, in ausgesuchten Netzbezirken entgegen der aktuellen Praxis den Inselnetzbetrieb als besondere Systemdienstleistung zuzulassen. In diesem Fall zerfällt der Netzbereich in ggf. mehrere Teilinselnetze, sofern Primär- und Spannungsregelungsmöglichkeiten bestehen (vgl. 4.5.3). Zu diesem Zweck ist der Betrieb zumindest einiger größerer DEA per Fernsteuerung vorzunehmen. Dies ist u. a. deshalb notwendig, um bei Rückkehr der überlagerten Spannungsebene eine Synchronisation vorzunehmen. Ein autonomes Schutzsystem wie oben beschrieben bildet dazu eine gute Grundlage.

4.5 Inselnetzbildung

Die Inselnetzbildung stellt einen Begriff dar, der in der Literatur weitläufig verwendet wird und je nach betrachteter Anwendung interpretiert werden muss. Die wichtigsten Fälle sind in Bild 4.7 dargestellt. Dabei beschränkt sich Bild 4.7 lediglich auf Anwendungen, in denen eine Kopplung des Inselnetzes zum öffentlichen Netz vorliegt. In der klassischen Sichtweise sind Inselnetze vor allem auf den Gebäudebereich beschränkt. Hier treten sie einerseits bei Großkraftwerken auf, die zum Eigenschutz bei Netzstörungen vom Netz getrennt und in Eigenbedarf gefahren werden. Eine weitere Anwendung ist der Netzwiederaufbau nach Großstörungen, an dem zukünftig auch eine Beteiligung der DEA denkbar ist (vgl. [36]). Die hier betrachteten kleinen DEA-Erzeugungsleistungen sind im Bereich der *Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV)* bereits Stand der Technik.

Bedingt durch den flächendeckenden Einsatz von DEA kann jedoch zukünftig auch in einem Bereich des Verteilungsnetzes ein Inselnetz auftreten. Dies ist gegenwärtig noch Forschungsgegenstand. Die für diesen Bereich zu verwendende Definition von Inselnetzbetrieb ist in DIN VDE V 0126 [25] angegeben:

„Der Inselnetzbetrieb ist der Zustand eines vom größeren Rest des Netzes getrennten Teilnetzes, in dem dezentrale Eigenerzeugungsanlagen den Verbrauch der angeschlossenen Lasten decken. Ursachen der Trennung sind z. B. Schalthandlungen des Netzbetreibers, Auslösen von Schutzeinrichtungen oder Ausfälle von Betriebsmitteln. Bei

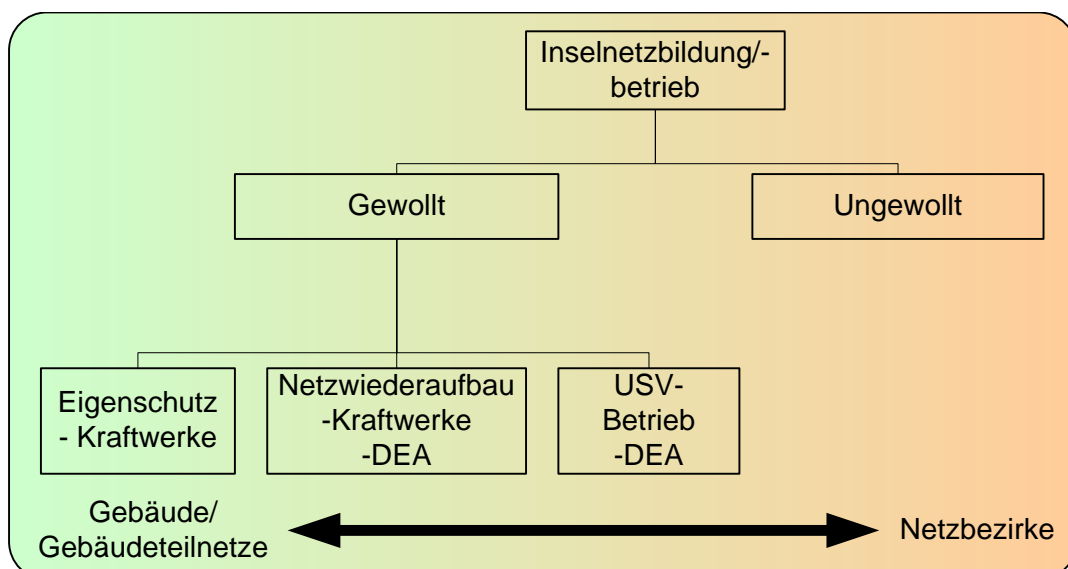


Bild 4.7: Varianten des Inselnetzbetriebs

einem unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb vollzieht sich dieser Vorgang außerhalb der Kontrolle des Netzbetreibers. Spannung und Frequenz des getrennten Teilnetzes sind nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen.“

In Erweiterung dieser Definition werden ungewollte Inselnetze hier als Inselnetze betrachtet, die ohne gezielte Regeleingriffe, d.h. nur durch ein unkoordiniertes Zusammenwirken von Lasten und Einspeisungen, auftreten. Dagegen findet in gewollten Inselnetzen eine gezielten Spannungs- und Frequenzregelung statt. Es wird angenommen, dass dieser Betrieb dann dem Netzbetreiber auch in seinem Leitsystem angezeigt wird.

Soll ein Verteilungsnetz für den flächendeckenden Einsatz von DEA untersucht werden, ist auch eine Überprüfung auf einen möglichen Inselnetzbetrieb hin vorzunehmen. Entsprechend der Definition sind dabei sowohl der ungewollte als auch der gewollte Inselnetzbetrieb zu analysieren.

4.5.1 Identifikation möglicher Inselnetzbezirke

Grundsätzlich müssen potenzielle Inselnetze eindeutige Systemgrenzen vorweisen. Diese ergeben sich in Bezug auf ungewollte Inselnetze (vgl. 4.5.2) ausschließlich aus der bestehenden Netztopologie. Sie können bei Notwendigkeit von gewollt gefahrenen Inselnetzen (vgl. 4.5.3) zusätzlich durch gezielte Netzausbaumaßnahmen erweitert werden. Unter Vernachlässigung der Unterbrechung, sind die topologischen Trennstellen durch die Positionen der im Netz vorhandenen Schutzeinrichtungen und Trennstellen gegeben. Eine Geräteübersicht ist in Tabelle 4.1 angegeben worden. D.h. im NS-Bereich können z.B. einzelne kurze Strahlsegmente, die durch eine NH-Sicherung geschützt sind, als potenzielle Inselnetze anhand des Topologiekriteriums identifiziert werden.

Als weiteres Kriterium ist die Leistungsbilanz der nach dem Topologiekriterium identifizierten Zonen zu betrachten. Notwendige Voraussetzung zum Betrieb von Inselnetzen sind ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanzen im Netz. Andernfalls werden die Führungsgrößen Spannung und Frequenz die entsprechenden Toleranzbänder verlassen, was zu einer Abschaltung der DEA aus Eigenschutzgründen führen wird und die Insel wird schwarz fallen.

Nach [55] werden dynamische Vorgänge in Elektroenergiesystemen allgemein in die in Tabelle 4.4 dargestellten Phänomene untergliedert. Die Frequenz- und Spannungsregelungen umfas-

Phänomen	Zeitbereich [s]	Mechanismus
Schwingungs- und Wanderwellenphänomene	$10^{-7} - 10^{-3}$	Schaltspitzen, Lastsprünge
Elektromagnetische Phänomene	$10^{-3} - 1$	Spannungsregelung, Leistungsregelung (Primär, Umrichter)
Elektromechanische Phänomene	$10^{-2} - 10^2$	Leistungsregelung (Primär, thermodyn.), Lastvariation, Einspeisevariation (Stromgef. Betrieb)
Thermodynamische Phänomene	$10 - 10^5$	Leistungsregelung (Sekundär), Einspeisevariation (Wärmegef. Betrieb), Lastvariation

Tabelle 4.4: Phänomene nach Dauern entsprechend [55] sowie Ursachen

sen die elektromagnetischen und elektromechanischen Vorgänge im Zeitbereich von 10^{-3} bis 100 Sekunden. Bei Großkraftwerken ist die am schnellsten greifende Regelung die Primärregelung. Die relevanten Zeitkonstanten werden nach [34] durch den hydraulischen Verstärker des Turbineneinlassventils ($T_S \approx 0,1s$) sowie die Turbine selbst (T_T im Sekundenbereich je nach Bauart) bestimmt. Dabei ist davon auszugehen, dass insbesondere die Turbinenzeitkonstante bei DEA im Vergleich zu Großkraftwerken baugrößenbedingt sinken wird. Ähnlich ist bei verbrennungsmotorbasierten DEA mit geringeren Zeitkonstanten zu rechnen. Auch bei Wechselrichtern, in denen keine mechanischen Bauteile in der Leistungsregelungsschleife vorhanden sind, sind dementsprechend Zeitkonstanten kleiner als eine Sekunde zu erwarten. Etwaige Lastwechsel finden im Sekunden- bis Minuten-/Stundenbereich statt. Sie verursachen zunächst Schwingungs- und Wanderwellenphänomene, die sich jedoch aufgrund ihrer kurzen Dauer nicht zeitlich überlappen. Auch die darauf folgenden Regeleingriffe werden sich, wie ein Vergleich der Zeitkonstanten zeigt, in den meisten Fällen nicht überlappen. Da in den vorliegenden Untersuchungen vor allem Wohngebiete betrachtet werden, ist das Massenträgheitsmoment der im Netz installierten rotierenden Massen in erster Linie auf die direkt gekoppelten SM- und ASM-DEA beschränkt, so dass die Anlaufzeitkonstante des Inselnetzes in diesem Kontext vernachlässigt werden kann.

Aufgrund der fehlenden zeitlichen Überlappung der einzelnen Lastwechsel und Regeleingriffe, können somit zur Analyse der Inselnetze etwaige Schwingungs- und Wanderwellenphänomene vernachlässigt werden. Es genügt eine Analyse mit einer zeitlichen Auflösung im ms-Bereich. Entsprechend ist es ausreichend, lediglich Oberschwingungsphänomene zu analysieren, sofern nicht

hohe Schaltüberspannungen in Sonderfällen zu erwarten sind. Diese These wird ebenfalls in [45] angewendet, wo dies durch eine Eigenwertanalyse eines Mittelspannungsnetzes belegt wird. Sie ist Grundlage für die weiteren Überlegungen.

4.5.2 Ungewollter Inselnetzbetrieb

Der ungewollte Inselnetzbetrieb ist aus zweierlei Gründen zu vermeiden: Zum einen muss er in Hinblick auf die Arbeitssicherheit und Personenschutz unterbunden werden, die in jedem Fall oberste Priorität besitzen [8]. Zum anderen bestehen keine Möglichkeiten zur Frequenz- bzw. Spannungsregelung, was zur Schädigung von Betriebsmitteln und Verbrauchern führen kann. Daher ist laut [25] ein Inselnetzbetrieb auch bei angepasster Last zu erkennen und innerhalb von fünf Sekunden vollständig abzuschalten.

Zunächst ist die theoretische Möglichkeit zum Auftreten von ungewollten Inselnetzen zu überprüfen. Dies bedeutet, dass die drei folgenden Kriterien gleichzeitig erfüllt sein müssen [14]:

1. Wirk- und Blindleistungsgleichgewicht in einem Netzbezirk
2. Abtrennung dieses Netzbezirks vom überlagerten Netz aufgrund von Wartungsarbeiten oder fehlerbedingter Schutzauslösung
3. Ausfall der Schutztechnik zur Inselnetzerkennung im betrachteten Netzbezirk

Hierzu sind zunächst potenzielle Netzbereiche nach 4.5.1 zu identifizieren, was hier exemplarisch anhand des unter 3.1 vorgestellten Referenzniederspannungsnetzes durchgeführt wird.

Nach dem Topologiekriterium kann jeder durch eine Sicherung abgetrennte Teil eines Netzstrahls als potenzielles Inselnetz identifiziert werden. In Bezug auf das Leistungskriterium können in Hinblick auf die Wirkleistung immer dann ungewollte Inselnetze auftreten sobald das Leistungsbilanzprofil das Vorzeichen wechselt. Die ist auch bei einzelnen Gebäuden zunächst möglich.

Eine Analyse der aktuellen Verfügbarkeitsstatistik des VDN [81] zeigt, dass im Jahr 2005 in Deutschland die statistische jährliche Nichtverfügbarkeitsdauer aufgrund von stochastischen Ursachen bei 19 Minuten lag. Ursächlich waren lediglich 17% (3,3 min) dieser Ausfalldauern in der

NS-Ebene begründet, 80% in der Mittelspannungsebene. Aus diesem Grund kann es im Wesentlichen als ausreichend angesehen werden, NS-Netze insgesamt als potenzielles Inselnetz zu betrachten, während nur in weiterführenden Analysen und im MS-Bereich eine feinere Untergliederung vorzunehmen ist.

Nach dieser Eingrenzung sind die Bilanzprofile der NS-Netze auf ein Leistungsgleichgewicht hin zu überprüfen. Diese sind für das Referenz-NS-Netz in Kapitel 3 in Bild 3.7 angegeben worden. Es zeigt sich, dass in allen betrachteten Szenarien niemals eine Blindleistungsrückspeisung stattfindet. Somit ist zu erwarten, dass bei Auftreten eines ungewollten Inselnetzes die Spannung im Netz aufgrund des Blindleistungsdefizits zusammenbrechen wird, ohne dass sich ein stabiles Inselnetz einstellen wird.

In Einklang mit [51] ist die angeführte Argumentation für kurz- und mittelfristige Analysen gültig. Sollte jedoch mehr als nur 20% des technischen Potenzials ausgenutzt werden (vgl. 2.5), so kann u. a. auch aufgrund der unter 3.4.2 geschilderten Problematik eine Einspeisung von Blindleistung erfolgen. Im Rahmen der $\cos\phi$ -Verbesserung sind hier Blindleistungseinspeisungen bis zu 100 kvar diskutiert worden. Dies übersteigt den Blindleistungsbedarf des NS-Netzes zumindest zeitweilig, so dass mittel- bis langfristig auch ein Ausgleich des Blindleistungshaushalts zu erwarten ist. Aufgrund des weiten Zeithorizontes und der großen Möglichkeit an Variationen ist die Blindleistungseinspeisung schlecht zu prognostizieren. Am wahrscheinlichsten ist aus Planungssicht die Anpassung des Leistungsfaktors nach 3.4.2, was weiter exemplarisch diskutiert wird. Eine Ausregelung des Leistungsfaktors bewirkt, dass die Wirk- und Blindleistungsbilanzen gleichzeitig gegen Null gehen.

Unter Annahme der $\cos\phi$ -Kompensation gemäß 3.4.2 sind die Bilanzprofile aufgrund des geänderten Blindleistungstransfers neu zu erstellen. Da hier lediglich die notwendigen Verfahren dargestellt werden und nur geringfügige Änderungen des Profilverlaufs zu erwarten sind, wird hier aus Übersichtsgründen auf diesen Schritt verzichtet und stellvertretend die Wirkleistungsbilanz des NS-Netzes, wie in Bild 3.7 dargestellt, verwendet. Es zeigt sich, dass in den hier betrachteten Szenarien nur im 100%-Szenario zu Sommerzeiten eine ausgeglichene Leistungsbilanz auftritt, was bedeutet, dass sich im betrachtenden Netz nach Ausschöpfung von 20% des technischen Potenzials beginnend im Winter und sich bis hin zu den dargestellten Sommerzeiten im 100%-Szenario verschiebend saisonale Wechsel der Leistungsflussrichtung einstellen werden.

Zur Bestimmung der Inselnetzwahrscheinlichkeit kann analog [11] und [14] vorgegangen werden. Dabei ergibt sich die Gesamtinselnetzwahrscheinlichkeit als Produkt der Einzelwahrscheinlich-

keiten der oben genannten drei Voraussetzungen zur ungewollten Inselnetzbildung, da diese als statistisch unkorreliert betrachtet werden können:

$$P_{\text{Insel}} = P_{\text{Gleichgewicht}} \cdot P_{\text{Netzausfall}} \cdot P_{\text{Schutzversagen}} \quad (4.5)$$

Für die Analyse des Inselnetzrisikos per se kann $p_{\text{Schutzversagen}} = 1$ angesetzt werden. In Bezug auf die weiteren Faktoren kann hier aufgrund der relativ kleinen Datenbasis und der analytischen Modellierung von thermischen und elektrischen Verbrauchern/Einspeisern keine Wahrscheinlichkeit p bestimmt werden. Jedoch können für bestimmte Szenarien relative Häufigkeiten h bestimmt werden. Diese können dann näherungsweise als Wahrscheinlichkeitswerte betrachtet werden.

Die jährliche Nichtverfügbarkeit des Netzes für Verbraucher ist in [81] zu 32,7 min/a angegeben, was sowohl stochastische Ausfälle als auch geplante Unterbrechungen umfasst. Die Ausfallwahrscheinlichkeit kann nun näherungsweise aus der relativen Häufigkeit der Ausfalldauer zum Betrachtungszeitraum von einem Jahr bestimmt werden:

$$P_{\text{Netzausfall}} \approx h_{\text{Netzausfall}} = \frac{\sum_i t_{\text{Ausfall},i}}{t_{\text{Bezug}}} = 6,22 \cdot 10^{-5}/a \quad (4.6)$$

Bild 3.7 zeigt, dass die Leistungsbilanz im Referenznetz an Sommertagen zweimal ausgeglichen ist. Aufgrund des gewählten 15-min-Rasters bei der Analyse ergibt sich daraus eine Zeitdauer von maximal 30 min pro Sommertag, in denen potenziell Inselnetze auftreten können. Analog kann nun die Wahrscheinlichkeit für ein Leistungsgleichgewicht bestimmt werden. Dabei werden 109 Sommertage gemäß Tabelle 2.6 angesetzt:

$$P_{\text{Gleichgewicht}} \approx h_{\text{Gleichgewicht}} = \frac{\sum_i t_{\text{Gleichgewicht},i}}{t_{\text{Bezug}}} = 6,22 \cdot 10^{-3}/a \quad (4.7)$$

Hieraus ergibt sich die Wahrscheinlichkeit zur ungewollten Inselnetzbildung bei sicherem Schutzversagen zu

$$P_{\text{Insel}} = P_{\text{Netzausfall}} \cdot P_{\text{Gleichgewicht}} = 3,87 \cdot 10^{-7}/a \quad (4.8)$$

Es ist darauf hinzuweisen, dass die hier zu Grunde gelegte Dauer des Leistungsgleichgewichts von 30 min eine Worst-Case-Annahme darstellt, die sich aus der gewählten Methodik ergibt. Effektiv wird sich aufgrund der Variationen der elektrischen Last ein kürzerer Zeitraum einstellen. In [92] z. B. wird bei einer Analyse von PV-Systemen die Wahrscheinlichkeit des Leistungsgleichgewichts in einem NS-Abgang zu $10^{-5}/a$ bis $10^{-6}/a$ bestimmt. Tabelle 4.5 verdeutlicht die Abhängigkeit der so bestimmten Wahrscheinlichkeit des Leistungsgleichgewichts von Parametervariationen. Es ist festzuhalten, dass der Übergang hin zu je zwei Perioden des Leistungsgleichgewichts von jeweils einer Sekunde Dauer die Gesamtwahrscheinlichkeit rund um den Faktor von ca. 10^3 weiter reduziert. Dagegen führt eine Annahme von durchschnittlich sechs Gleichgewichtsperioden ganzjährig pro Tag zu einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit um den Faktor von ca. 10. Insgesamt treten somit Variationen des Wahrscheinlichkeitswerts um den Faktor 10^4 auf, was die Notwendigkeit der sinnvollen Parameterwahl je nach jeweiliger Verbrauchs- und Einspeisestruktur unterstreicht.

Insgesamt trägt vor allem auch die geringe Ausfallhäufigkeit der überlagerten Spannungsebene in Deutschland zur relativ geringen Inselnetz Wahrscheinlichkeit bei. Wird nun zusätzlich die Wahrscheinlichkeit der Schutzversager mit betrachtet, so ist anzumerken, dass hier augenblicklich keine näheren Informationen für den NS-Bereich zu finden sind. Stellvertretend kann daher die VDN-Statistik [84] für 10-kV-MS-Netze ausgewertet werden, die schlechtestenfalls eine Schutzversagerwahrscheinlichkeit von rund $5 \cdot 10^{-3}/a$ angibt, um die die Gesamtwahrscheinlichkeit weiter reduziert wird. Im oben betrachteten Basisfall ergibt dies eine Gesamtwahrscheinlichkeit von $1,93 \cdot 10^{-9}/a$.

Es zeigt sich also, dass eine ungewollte Inselnetzbildung nur im Fall der Blindleistungsbereitstellung durch DEA im ausreichenden Maße möglich ist. Auch in diesem Fall ist die Auftretenswahrscheinlichkeit relativ gering. In Bezug auf die Arbeitssicherheit bedeutet dies, dass - sofern ein Inselnetz überhaupt auftritt - dies bei Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln nach [89] bei Regel zwei *Spannungsfreiheit feststellen* detektiert wird. Entsprechend der zu erwartenden kurzen Dauer des ungewollten Inselnetzbetriebs ist es zumutbar, diesen abzuwarten. Danach ist eine Wiederaufschaltung der DEA als unwahrscheinlich anzusehen, da nun die Netzspannung und

Periodendauer	Perioden ausgeglichener Leistungsbilanz pro Tag		
	2 pro Sommertag	4 im Sommer, 2 im Übergang	6 ganzjährig
1 s	$6,91 \cdot 10^{-06}$	$2,16 \cdot 10^{-05}$	$6,94 \cdot 10^{-05}$
15 min	$6,22 \cdot 10^{-03}$	$1,94 \cdot 10^{-02}$	$6,25 \cdot 10^{-02}$

Tabelle 4.5: Wahrscheinlichkeiten pro Jahr bei Variation der Gleichgewichtsperioden

-frequenz als Führungsgrößen fehlen. Eine weitere Sicherheitsstufe wird durch die nächste Sicherheitsregel *Kurzschließen und Erden* dargestellt, die außer im Fall der Unterbrechung eine Spannungsfehlmessung aufzeigen wird. Auch in diesem Fall ist durch die nach [89] vorgeschriebene Schutzausrüstung die Sicherheit des Betriebspersonals gegeben. Gleichzeitig wird der Inselnetzbetrieb durch Kurzschluss beendet. Vor diesem Hintergrund ist zu diskutieren, ob der Hauptzweck der entsprechenden Norm [25] im Wesentlichen statt im Personenschutz im Anlagenschutz der DEA per se zu sehen ist, um bei einer möglichen ungewollten Inselnetzbildung eine schnelle Trennung der Anlage vom Netz zu bewirken, bevor diese unzulässigen Netzsituationen ausgesetzt wird.

Simulation

Die simulatorische Bewertung von ungewollten Inselnetzen ist gegenwärtig nicht Stand der Technik. Dies beruht einerseits auf der Tatsache, dass ungewollte Inselnetze normgemäß in 5s abgeschaltet werden müssen [25]; andererseits ist ein Eintritt ungewollter Inselnetze wie oben gezeigt relativ unwahrscheinlich. Sollen dennoch ungewollte Inselnetze simulatorisch untersucht werden, enthalten kommerziell erhältliche Software-Werkzeuge meist keine Möglichkeit hierzu. Nachfolgend wird eine Variante der Modellierung für eine Simulation vorgestellt.

Wird davon ausgegangen, dass man das elektrische Energieversorgungsnetz wie unter 4.5 erläutert nicht vollständig dynamisch modelliert, sondern sich auf die Analyse von Oberschwingungsphänomenen beschränkt, so ist das Strom-Spannungs-Gefüge im elektrischen Netz durch die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} bestimmt:

$$\underline{I} = \underline{Y}(f) \cdot \underline{U} \quad (4.9)$$

Dabei stellen \underline{U} und \underline{I} die Knotenspannungs- bzw. -stromvektoren im Netz dar. Während nach (4.9) die Spannungen als vorgegeben und die Ströme als unbekannt angesehen werden, ist in der Realität in die Knotentypen *Referenz-*, *Last-* und *Einspeiseknoten* zu unterscheiden [34]. Charakteristisch für Referenz- und Einspeiseknoten ist, dass hier die Knotenspannung geregelt wird, was bedeutet, dass die Spannung dem Netz von Außen vorgegeben wird. Dagegen unterliegen die Lastknoten dem entgegengesetzten Prinzip. Hier werden Spannungen durch das Netz vorgegeben und von den Lasten entsprechende Ströme in das Netz geprägt. Aus diesem Grunde sind die Knoten in (4.9) nach ihren Eigenschaften spannungs- und stromprägend zu ordnen. Nach [71] ist die Gleichung

dann entsprechend aufzuweiten und umzuformen. Dabei zerfällt die Knotenadmittanzmatrix in vier Submatrizen:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_{Einsp} \\ \underline{I}_{Last} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{21} \\ \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{Einsp} \\ \underline{U}_{Last} \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

Dies ergibt nach Umformung:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_{Einsp} \\ \underline{U}_{Last} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \\ -\underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22}^{-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{Einsp} \\ \underline{I}_{Last} \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

Hierbei ergibt sich das verfahrensbedingt Problem, dass mindestens ein spannungsprägender Knoten im Netz vorhanden sein muss. Dieser Knoten ist der Referenzknoten, der nur einmal je Netz existiert, dem ohne Beschränkung der Allgemeinheit eine komplexe Spannung zugeordnet wird und der die Netzverluste trägt. Dies ist notwendig, um Singularitäten bei der Inversion der einzelnen Teilmatrizen gemäß (4.11) zu vermeiden. Diese Einschränkung stellt im Normalfall und im Fall der gewollten Inselnetzbildung keine Einschränkung dar, da hier durch mindestens einen Knoten die Spannung im Netz bestimmt wird. Im ungewollten Inselnetz existieren jedoch keine spannungsprägenden Elemente, wodurch das beschriebene Verfahren nicht anwendbar wird.

Folglich ist es notwendig - sofern weiterhin auf eine dynamische Modellierung verzichtet werden soll - an einer zentralen Stelle im Netz ein spannungsprägendes Element einzubringen. Dieses Element ist rein virtuell zu verstehen und im realen Netz nicht vorhanden, jedoch wird dadurch ermöglicht, die bestehende Methodik weiter anzuwenden. Ansatz hierzu ist ein heuristisches Modell gemäß Bild 4.8. In diesem Modell wird ein leistungsstarker Netzknoten betrachtet. Idealerweise ist dies die Koppelstelle zum überlagerten Netz, das durch einen spannungsprägenden Knoten modelliert wird. Kommt es nun zum Zeitpunkt t zu einem ungewollten Inselnetz, kann der Strom, der aus dem starren Netz fließt nicht mehr gedeckt werden und ist als Defizitstrom $I(t)$ zu verstehen. Liegt nun die Spannung aus dem vorherigen Zeitschritt $U(t-1)$ im Modell vor, so kann hieraus eine Defizitleistung bestimmt werden. Analog der in [35] dargestellten starken Kopplung zwischen Spannungsbetrag und Blindleistung und seiner schwächeren Kopplung mit der Wirkleistung kann nun folgende heuristische Regel postuliert werden, wenn der Leistungsfluss in das Netz positiv definiert wird:

In Hinblick auf die Wirkleistung gilt

$$\left. \frac{dU}{dt} \right|_P \begin{cases} < 0 & \forall & \Delta P > 0 \\ = 0 & \forall & \Delta P = 0 \\ > 0 & \forall & \Delta P < 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

und in Hinblick auf die Blindleistung

$$\left. \frac{dU}{dt} \right|_Q \begin{cases} < 0 & \forall & \Delta Q > 0 \\ = 0 & \forall & \Delta Q = 0 \\ > 0 & \forall & \Delta Q < 0 \end{cases} \quad (4.13)$$

Mit Hilfe der aktuellen Schrittweite $\Delta t = t_i - t_{i-1}$ zum Zeitpunkt i können dann die aktuellen Spannungsdifferenzen zur Spannung $U(t-1)$ bestimmt werden. Da (4.12) und (4.13) gleichzeitig gültig sind, sind beide Spannungsdifferenzen ΔU der Ausgangsspannung zu überlagern. Anschließend kann die neue Spannung der Netzkopplungsmatrix nach (4.11) übergeben werden und für den nächsten Zeitschritt im Speicherblock M zwischengespeichert werden.

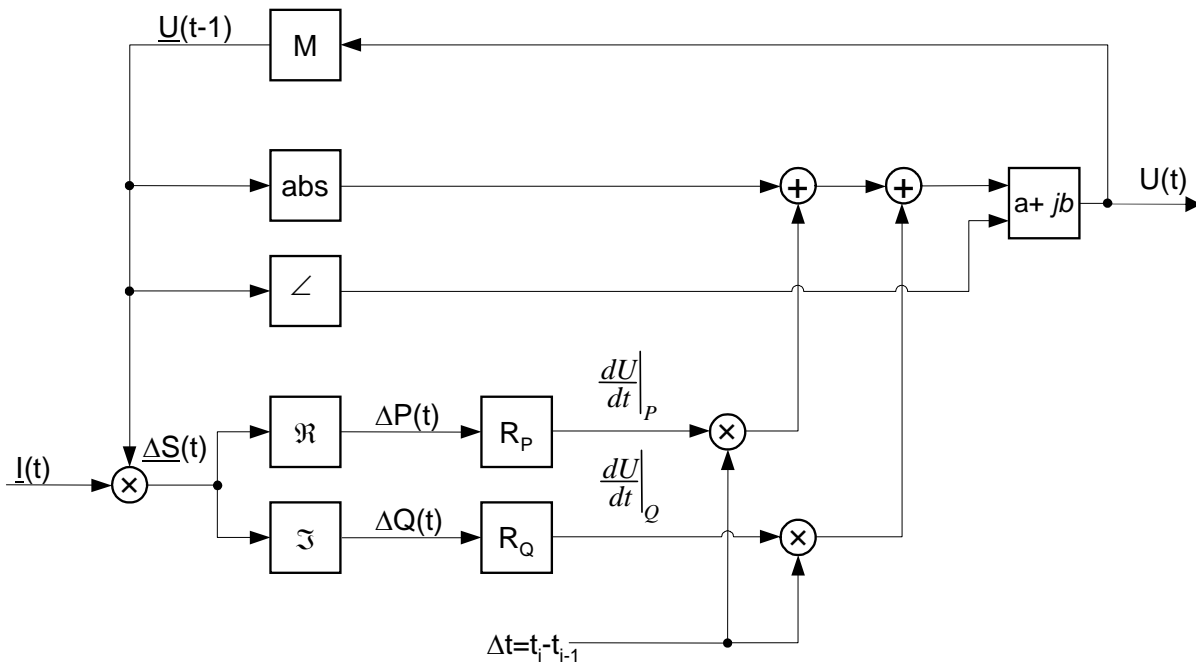


Bild 4.8: Spannungsbildung bei ungewollten Inselnetzen

Der Zusammenhang nach (4.12) und (4.13) ist zunächst als rein heuristisch anzunehmen. Entsprechend kann seine Umsetzung wie in Bild 4.8 in Form eines Reglers R erfolgen, z.B. als klassischer PID-Regler. Hier ist nach Möglichkeit ein Integralanteil vorzusehen, der eine bleibende Regelabweichung verhindert. In der Praxis zeigt sich dabei eine relativ starke Schwingungsneigung. Ein reiner PD-Regler zeigt gute Ergebnisse bei Leistungsungleichgewichten, jedoch ergibt sich bei ausgeglichener Leistung und Netzparallelbetrieb in Zusammenhang mit Rechenungenauigkeiten bei der Berechnung der Ströme für den nächsten Zeitschritt ein Schleifeneffekt, der dennoch zu Spannungsvariationen führt. Sofern die Schwingungsphänomene durch den I-Anteil bei der Parametrierung nicht aufgefangen werden können, ist hier bis zum Eintritt der Inselnetzbildung die Spannungsableitung $\frac{du}{dt}$ auf Null zu begrenzen.

In diesem Modell wird lediglich der Spannungsbetrag betrachtet, während der Spannungswinkel als Referenzwinkel konstant bleibt. Somit ist weiterhin eine Spannungsbetragsbegrenzung einzubauen, so dass die Spannung im Fall des endgültigen Netzzusammenbruchs aufgrund von Unterversorgung nicht negativ wird. Auf Basis dieses Modells wird die Simulation von ungewollten Inselnetzen wenigstens im Rahmen proprietär programmierter Netzberechnungssysteme möglich. Auf die weiteren Modelle der DEA und Lasten wird hier nicht weiter eingegangen, da sie als Stand der Technik betrachtet werden können (vgl. z.B. [13], [68]).

4.5.3 Gewollter Inselnetzbetrieb

Im Gegensatz zu 4.5.2 werden im gewollten Inselnetzbetrieb einzelne Netzbezirke im Inselnetz gefahren. Hier sind weniger mögliche Ursachen für den Inselnetzbetrieb, wie z.B. ein Ausfall der überlagerten Ebene, sondern vor allem das Vorhandensein definierter Netzbezirke von Relevanz, in denen nach Leistungs- und Topologiekriterium (vgl. 4.5) ein Inselnetz auftreten kann. Diese Betriebsart wird im Folgenden als dem Netzbetreiber bekannt vorausgesetzt. Als wesentliche weitere Voraussetzungen für den gewollten Inselnetzbetrieb müssen zusätzlich folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

1. Gezielte Blockierung oder Parameteranpassung der Impedanzüberwachung der speisenden DEA, um eine Abschaltung im Inselnetzbetrieb zu vermeiden
2. Existenz einer leistungsstarken DEA, die in der Lage ist, die Spannung und Frequenz im Inselnetz zu regeln

3. Ertüchtigung und Automatisierung der Trennstellen, so dass eine Resynchronisierung möglich wird. Dazu ist eine Kommunikationsmöglichkeit zwischen dem Leitrechner und der regelnden DEA gemäß 2 notwendig
4. Ausreichend hohe Kurzschlussleistung im Inselnetz, um das existierende Schutzsystem in Funktion zu halten oder alternative Verfahren zur Fehlererkennung (z.B. nach [56])
5. Demand Side Management (DSM) Systeme, um etwaige Überlast im Inselnetz durch Abwurf dedizierter Lasten abzuwenden
6. Im Falle größerer Leistungsschwankungen, die nicht durch die regelnde DEA nach 2 abgefangen werden können, Existenz eines Erzeugungsmanagementsystems (EM) bis hin zum virtuellen Kraftwerk

Wird die Regelung einer einzelnen DEA (Punkt 2) zum Erzeugungsmanagement gezählt, so ergibt sich eine Matrix nach Tabelle 4.6, die je nach Leistungsbilanz die notwendigen Regeleingriffe durch das jeweilige Managementsystem darstellt. Dabei ist je nach Ausrüstung des Netzbezirks im Fall der ausgeglichenen Bilanz sowohl ein gewollter als auch ein ungewollter Inselnetzbetrieb nach 4.5.2 denkbar.

Die Liste der notwendigen Voraussetzungen zeigt, dass ein gewollter Inselnetzbetrieb mit erheblichem Aufwand und Investitionen verbunden ist. Neben Kommunikationsschnittstellen zumindest einiger DEA ist der Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur sowie die Investition in ein Leitsystem notwendig. Somit kann die These aufgestellt werden, dass der gewollte Inselnetzbetrieb allein nur in den seltensten Fällen wirtschaftlich und sinnvoll sein kann. Als Beispiel sei hier ein Industrie- oder Gebäudenetz angeführt, dessen Ausfall erheblichen wirtschaftlichen Schaden bedeutet. Während in der Praxis klassische USV-Anlagen installiert werden, die ausgewählte Verbraucher versorgen, ist zu überprüfen, ob nicht ggf. das ganze Gebäude oder bei ausreichender installierter Leistung Teile des umliegenden Netzes in den Inselbetrieb mit einbezogen werden können.

Bild 4.9 zeigt potenzielle Inselnetzbezirke im Referenzniederspannungsnetz. Die im Bild dargestellten geschlossenen Trennstellen werden im Wesentlichen durch NH-Sicherungen in Kabelverteilerschränken repräsentiert. Hier sind exemplarisch fünf potentielle Bereiche definiert worden, für die ein gewollter Inselnetzbetrieb technisch denkbar ist. Die Strukturierung ist anhand der einzelnen von der Ortsnetzstation ausgehenden Netzstrahlen vorgenommen worden. Es sind bereits einige Strahlen zusammengefasst worden, um keine zu starke Untergliederung zu erreichen. Wel-

che dieser Bezirke dann tatsächlich für den Inselnetzbetrieb vorgesehen werden, hängt stark von der Struktur der installierten DEA und Verbraucher sowie deren Bedürfnis ab, eine hohe Versorgungssicherheit zu erzielen. Hier sind weitere anwendungsbezogene Einzelanalysen notwendig.

$\Delta P \backslash \Delta Q$	< 0	$= 0$	> 0
< 0	EM	EM	EM/ DSM
$= 0$	EM	-	DSM
> 0	EM	EM	EM /DSM

Tabelle 4.6: Notwendige Steuerungseingriffe zur Aufrechterhaltung eines Inselnetzes

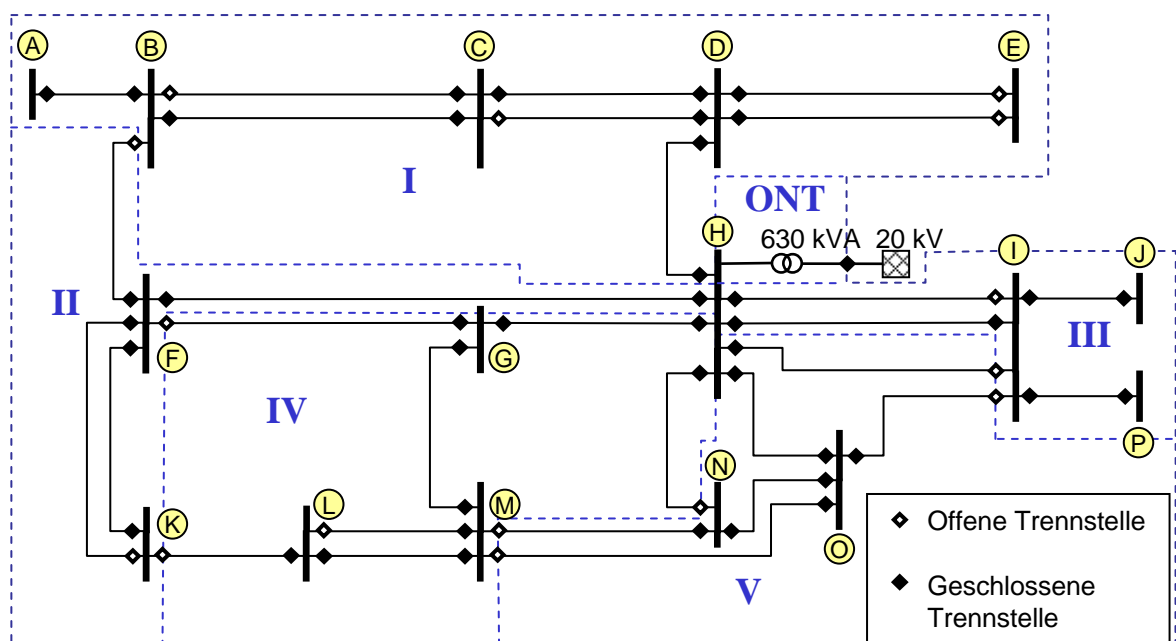


Bild 4.9: Potenzielle Inselnetze nach Topologieanalyse

Kapitel 5

Folgerungen

5.1 Anforderungen an den Netzausbau

Nach der Analyse der betrachteten Verteilungsnetze können Ausbaumaßnahmen notwendig werden, die sich entweder auf eine Netzertüchtigung in Bezug auf die Leistungsfähigkeit oder auf das Schutzsystem beziehen. Der erste Aspekt kann als praxisüblich bezeichnet werden. Die hiermit verbundenen Kosten variieren in Abhängigkeit von Installationsort und Maßnahme, was wiederum stark von der jeweiligen Netzform abhängig ist. Kostenangaben sind teils im Internet veröffentlicht [5]. Dagegen ist ein Ausbau des Schutzsystems bis hin zu einem autonomen Schutzsystem noch nicht in die Realität umgesetzt worden. Daher wird im Folgenden eine Teilkostenabschätzung angegeben für den Fall, dass ein NS-Teilnetz des Referenznetzes nach 3.1 für den gewollten Inselnetzbetrieb ertüchtigt wird.

5.1.1 Aufwand

Die Einführung eines autonomen Schutzsystems ist grundsätzlich in eine Erprobungs- und Betriebsphase zu untergliedern. Letztere kann aus wirtschaftlicher Sicht in Markteinführungs- und Marktdurchdringungsphasen weiter untergliedert werden. In der Erprobungsphase ist vollständiger Zugriff auf sämtliche Systemkomponenten notwendig, da die Funktionstüchtigkeit vollständig bewertet und ggf. verbessert werden muss. Während dieser Phase ist auch der vollständige Zugriff

auf die Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Diese Anforderung entfällt in der Betriebsphase, in der die Kommunikationsinfrastruktur nach Festlegung entsprechender Mindestbandbreiten und –übertragungsgeschwindigkeiten als im Detail unbekanntes System betrachtet werden kann. Somit ist für die Erprobungsphase ein eigenes Kommunikationsnetz notwendig, während in der Betriebsphase ein Anmieten von Übertragungskapazitäten von Drittanbietern zulässig ist.

Für ein autonomes Schutzsystem in einem NS-Netz sind allgemein die folgenden Basiskomponenten notwendig:

- Informationstechnische Vernetzung sämtlicher verteilter Sensoren und Aktoren
- DEA mit einer Schnittstelle zur:
 - Wirk– und Blindleistungsmodulierung durch ein EM
 - Abfrage aktueller Betriebsparameter
 - Verwendung der DEA-Schaltglieder durch das autonome Schutzsystem
 - Anpassung der Schutzparameter je nach Insel– und Netzparallelbetrieb
- Mindestens eine DEA zur Frequenz- und Spannungsregelung
- DSM gesteuerte Lasten mit Abwurffreigabe für bestimmte Lasten zur Anpassung von Verbrauch und Erzeugung
- Synchronisierungsmodul an der Trennstelle, das bei Auflösung der Netzzinsel eine Resynchronisierung und unterbrechungsfreien Übergang in den Netzparallelbetrieb ermöglicht (Sollwertvorgabe an die regelnde(n) DEA)

Diese Einheiten können entweder innerhalb von Gebäuden (einschl. größerer Ortsnetzstationen) oder außen aufgestellt werden, was unterschiedliche Gehäusetypen notwendig macht. Für Außen-aufstellungen sind zunächst handelsübliche Kabelverteilerschränke zu verwenden.

In Bezug auf die notwendige Entwicklungsarbeit ist in Bau/Hardware und Engineering zu unterscheiden. Hinsichtlich des Engineerings können nur wenige allgemeingültige Aussagen getroffen werden. Einerseits fällt Engineeringaufwand bei der Entwicklung und Herstellung der einzelnen Systemkomponenten an, wobei die o.g. Interfacefunktion der DEA durch deren Hersteller bereitgestellt werden muss. Hier ist anzumerken, dass sich insbesondere die wechselrichterbasierten DEA

für diese Arten der Anwendung eigenen, da hier die wesentlichen Funktionen bereits durch Mikrocontroller erbracht werden. Weiterer Aufwand liegt bei der Entwicklung des autonomen Schutzsystems, während der die einzelnen Komponenten geeignet ausgelegt werden müssen. Dies bezieht sich insbesondere auf die Entwicklungsphase des Produktes und wird diese dominieren. Ferner wird er zur Systemauslegung im Anwendungsfall notwendig, um das eigentliche System konkret zu konzipieren. Aufgrund der Vielzahl der Parameter, die in eine genaue Kostenabschätzung eingehen, wird für genaue Analysen auf die Literatur [12, 70] verwiesen. Um einen ersten Überblick über den monetären Aufwand, den ein koordiniertes Schutzsystem verursacht, zu geben, wird in Anhang C eine Abschätzung der Investitionskosten für die einzelnen Systembaugruppen angegeben.

5.2 Anforderungen an die Gesetzgebung und Normung

Soll der flächendeckende Einsatz von DEA ohne Errichtung von VK nach 3.4.3 oder eines koordinierten Schutzsystems nach 4.5 verfolgt werden, so kann festgestellt werden, dass auf Grundlage der getätigten Analysen mit der Ausnahme von Maschennetzen das bestehende Regelwerk relativ gut funktioniert. Im Fall der Maschennetze ist eine informationstechnische Vernetzung der einzelnen Relais, möglichst mit Mitnahmesignal aus der Abspannstation vorzunehmen. Maschenetzrelais werden im Wesentlichen in der Norm VDE 660-101 [24] implizit erwähnt, indem die Leistungsumkehr als erweitertes Auslösekriterium für Leistungsschalter zugelassen wird. Weitere Regulierungen existieren nach Normenrecherche nicht. Somit ist das Maschenetzrelais ähnlich wie das Überlastrelais in eine eigene Norm zu integrieren, in der insbesondere die Schnittstelle zur Vernetzung der Relais definiert wird. Ggf. ist ein Basisprotokoll hinzuzufügen bzw. auf die IEC61850 [20] zu verweisen.

Weiterer Handlungsbedarf im Bereich der Normung besteht dann im Falle der Einführung von erweiterter Funktionalität. Im Bereich der VK und Blindleistungssteuerung ist grundsätzlich zunächst ein wirtschaftliches Basismodell zu erstellen. Da auf legislativer Ebene die Blindleistungseinspeisung durch DEA in Privatbesitz nicht geregelt ist, sind momentan die Verfahrensweisen des Regelenergiemarktes anzuwenden. Dies kann in den relevanten Leistungsgrößen als mit hoher Wahrscheinlichkeit als unwirtschaftlich betrachtet werden und beruht auf der Initiative der DEA-Betreiber, was ebenfalls als unpraktikabel anzusehen ist. Stattdessen ist dafür Sorge zu tragen, dass eine automatisierte Umstellung der DEA von Wirk- auf Blindleistungseinspeisung durch den Netzbetreiber erfolgen kann, für die dann ein entsprechendes Vergütungsmodell vorzusehen ist. Dabei

muss einerseits die Möglichkeit geschaffen werden, dass die Initiative durch den VNB ausgehen kann, der eine Verbesserung seiner Systembetriebsführung zum Ziel hat. Andererseits muss auch die Möglichkeit geschaffen werden, dass der Kunde aufgrund eines Angebotes des VNB die Initiative ergreift und die Zusatzdienstleistung *Erhöhte Versorgungssicherheit* bestellen kann. Auch bezüglich der Funktionalität des Schutzsystems sind Verantwortungsfragen für den Fall gesetzlich zu klären, dass es zu einem Systemversagen aufgrund von fehlerhaften Koordinationsstrategien kommt.

Im technischen Bereich sind die systembeschreibenden Richtlinien des VDN für den koordinierten Betrieb zu ergänzen, was ggf. durch die Erstellung einer Richtlinie *DEA im vernetzten Betrieb* realisierbar ist. Ferner sind z.B. im Rahmen der allgemeinen DEA-Norm VDI6012 [82] geeignete Schnittstellen für die Ansteuerung von DEA durch ein Leitsystem zu ergänzen. Soll die DEA wie unter 5.1.1 erläutert durch ein koordiniertes Schutzsystem angesteuert werden, so ist dies ebenfalls in der Schnittstelle vorzusehen. Für diesen Fall muss sichergestellt werden, dass es im Rahmen der Norm VDE0126 [25] zulässig ist, dass von außen Schutzmitnahmesignale aufgenommen werden sowie die Parametrierung des Schutzsystems (im Wesentlichen betrifft dies die Netzimpedanz) entsprechend angepasst werden darf. Auch bei der Verbindung der einzelnen Komponenten untereinander sind dann die entsprechenden Protokolle und Übertragungsmechanismen normativ festzulegen. Hierzu bietet sich eine Erweiterung der Norm IEC61850 [20] an, die bis dato lediglich die Stationsleittechnik im MS/HS-Bereich betrifft. Ggf. sind die Erweiterungen in die Varianten *Schutz* und *Betrieb unter einem Leitsystem* zu unterscheiden.

5.3 Wirtschaftlichkeit der DEA

Wesentliche Voraussetzung für die Installation von DEA in hohen Durchdringungsgraden ist neben der technischen Eignung der Verteilungsnetze und einem adäquaten Regelwerk die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus Sicht eines Kunden. Hier wird exemplarisch eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine Gasmotoranlage [73] vorgenommen, wobei die Investition durch einen Endkunden getätigt wird. Die Analyse erfolgt unter der Annahme, dass sämtliche Fördermaßnahmen für solche Anlagen ausgenutzt werden. Es wird eine Anlage mit Abgaswärmetauscher betrachtet, die z. Z. zu einem Komplettpreis von 25.000 € angeboten wird, der auch die Installation und einen thermischen Pufferspeicher umfasst [77]. Der DEA wird eine Standardheizanlage gegenübergestellt. Die kompletten Daten sind in Tabelle 5.1 enthalten.

			KWK-Anlage	Heizkessel
Technische Daten	P _{el} [kW]		5,5	-
	P _{th} [kW]		14,5	15
	Gesamtwirkungsgrad η		99%	95%
Investitionskosten [€]			25000	7500
Betriebskosten	Wartung	ungerade Jahre [€]	220	50
		gerade Jahre [€]	330	
	Reparatur	alle 10 Jahre [€]	1800	700

Tabelle 5.1: Investitionskosten und Kenndaten zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Betrachtung erstreckt sich über einen Zeitraum von 20 Jahren. Es wird eine Analyse aus Sicht des Kunden vorgenommen, den oftmals lediglich die jährlichen Kosten interessieren. Deshalb wird auf eine Barwertanalyse sowie Vergleichmäßigung der Annuitäten verzichtet. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten (vgl. Anhang B) wird eine Kreditfinanzierung angenommen. Hier existiert eine Förderung im Programm *Wohnraum Modernisieren*, der KfW, worüber Darlehen zum effektiven Zinssatz von 2,88% zweckgebunden zur Verfügung gestellt werden [49]. In der Betrachtung wird ein annuitätisches Darlehen mit konstantem Zinssatz bei einer jährlichen Tilgung von 1800 € (150 € monatlich) angenommen. Bei den Brennstoff- und Strombezugskosten wird eine jährliche Teuerungsrate von 1% zu Grunde gelegt. Die Mehrwertsteuer wird hier zu konstant 16% auch über das Jahr 2007 hinaus angenommen.

Das zu versorgende Objekt wird durch ein modernisiertes Einfamilienhaus der Originalkategorie A III nach Tabelle 2.5 dargestellt. Es benötigt jährlich thermische Energie in Höhe von 19000 kWh und 3300 kWh elektrische Energie. Als Bezugskosten werden hier exemplarisch 4,3 ct/kWh Erdgas und 13,16 ct/kWh Strom ohne Mehrwertsteuer angesetzt, was den Tarifen des Versorgers DEW21 aus dem Jahr 2005 entspricht. Anhand der Anlagendaten nach Tabelle 5.1 ergibt sich eine elektrische Erzeugung von rund 7000 kWh pro Jahr, so dass mindestens die Hälfte des erzeugten Stroms über das Verteilungsnetz abgeführt werden muss. Aufgrund der unter Kapitel 2.4 beschriebenen Gleichzeitigkeitseffekte ist davon auszugehen, dass nicht der komplette Strombedarf durch die DEA gedeckt wird. Hier wird angenommen, dass die elektrische Energie der DEA zu 65% in das Netz eingespeist wird. 35% dienen dagegen zur Substitution der bezogenen elektrischen Energie und führen somit zu Einsparungen bei den Strombezugskosten.

Die Förderung der KWK-Anlage betrifft auch die Vergütung und den Brennstoffbezug. Bei Erdgas kann nach dem Mineralölsteuergesetz bzw. dem Energiesteuergesetz, das es im Jahr 2006 abgelöst hat, eine Steuerrückerstattung in Höhe von 5,5ct/kWh erfolgen, was auf jährlicher Basis erfolgt. Hinzu kommen nach KWKModG und EnWG festgelegte Vergütungen für den eingespeis-

ten Strom. Diese bestehen aus Anteilen in Höhe von 0,8 ct/kWh vermiedenen Netznutzungsentgelten, 5,11 ct/kWh KWK-Bonus und einer EEX-Baseloadkomponente von 5,98 ct/kWh (Stand im Sommer 2006), was zu einer Gesamtvergütung von 11,84ct/kWh führt.

Bild 5.1 zeigt die resultierende Kostenstruktur der KWK-Anlage. Als Reparaturen wurde zehnjährig ein Komplettaustausch des Gasmotors angenommen, was laut [77] in der Praxis nicht zu erwarten ist und somit eine Worst-Case-Abschätzung darstellt. Es zeigt sich, dass neben dem Brennstoff auch die Finanzierung erhebliche Anteile am Gesamtsoll besitzen. Dies verdeutlicht einerseits die Notwendigkeit, die Investitionskosten zu senken und die Brennstoffe möglichst effizient zu nutzen. Andererseits werden die staatlichen Fördermaßnahmen motiviert. Es zeigt sich, dass die Anlage vor allem durch die per Steuererstattung reduzierten Brennstoffkosten profitabel wird. In Bezug auf den Stromabsatz ist anzumerken, dass sich hier zwar eine positive Vergütung einstellt, diese jedoch unterhalb des Strombezugspreises liegt. Es ist somit unter diesen Voraussetzungen immer eine Vermeidung des Strombezugs dem Stromverkauf vorzuziehen.

Der Vergleich zu einer Standardheizungsanlage nach Bild 5.2 zeigt, dass unter den gewählten Voraussetzungen die jährlichen Betriebskosten von DEA und Standardheizung ähnlich sind. Eine Finanzierung der Standardheizungsanlage per Kredit ist an dieser Stelle nicht wirtschaftlich, da hier mit höheren Zinssätzen zu rechnen ist und zusätzliche Tilgungskosten hinzukommen. Dies wird die Standardheizung schlechter als die DEA stellen. Der Vorteil der DEA liegt in ihren durch das Darlehen über einen längeren Zeitraum verteilten Investitionskosten. Hinzu kommt eine relativ starke Kostenreduktion nach der Tilgung der Investitionsschuld. Es zeigt sich, dass trotz der vergleichsweise hohen Investitionskosten der DEA von 1700 €/kW (vgl. Bild B.1) die Investition in eine DEA zu kleinen jährlichen Kostenvorteilen führt. Jedoch zeigt die Berechnung auch die Notwendigkeit, die Investitionskosten der DEA möglichst weiter zu senken. Dies führt zu einer früheren Tilgung des Investitionsdarlehen und somit zu einer früheren Amortisation der Anlage. Ferner ist möglichst eine lange Lebensdauer der Anlagen anzustreben, dadurch sicherzustellen, dass so die Gewinne durch den Stromverkauf und den vermiedenen Strombezug maximiert werden können. Bis dahin sind jedoch Fördermaßnahmen, wie vergünstigte Investitionsdarlehen und Brennstoffpreise sowie garantierte Mindestvergütungen für DEA-Strom notwendig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

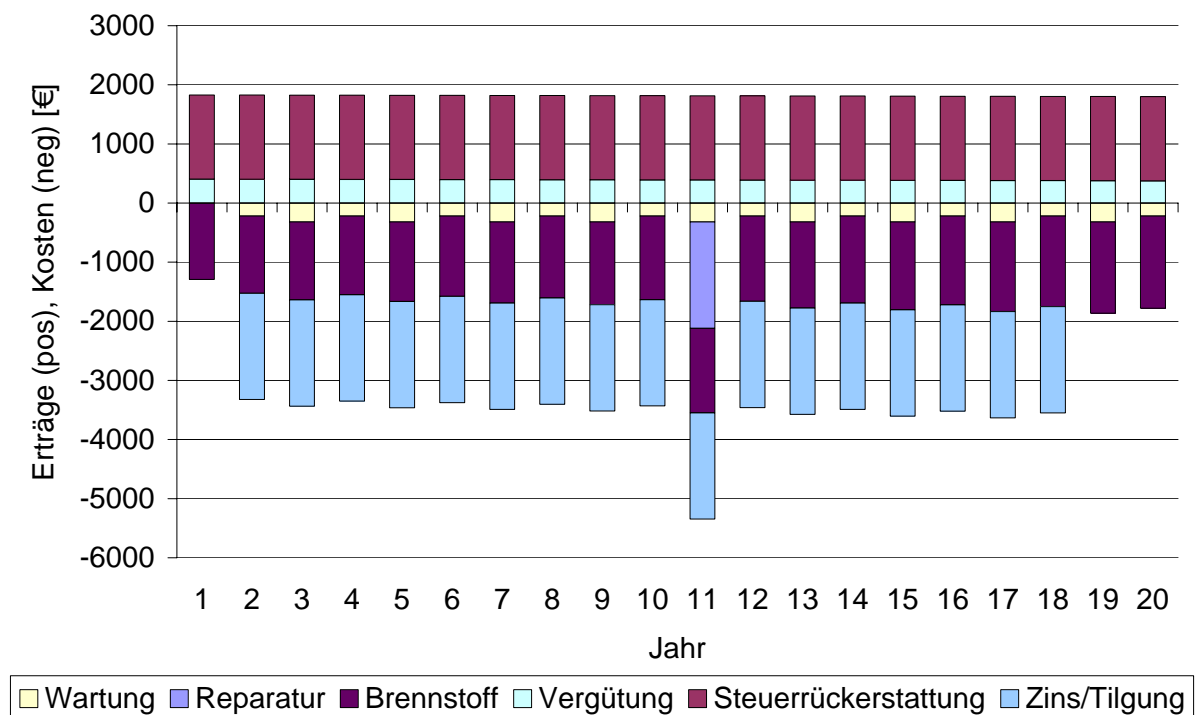


Bild 5.1: Kostenstruktur der KWK-DEA

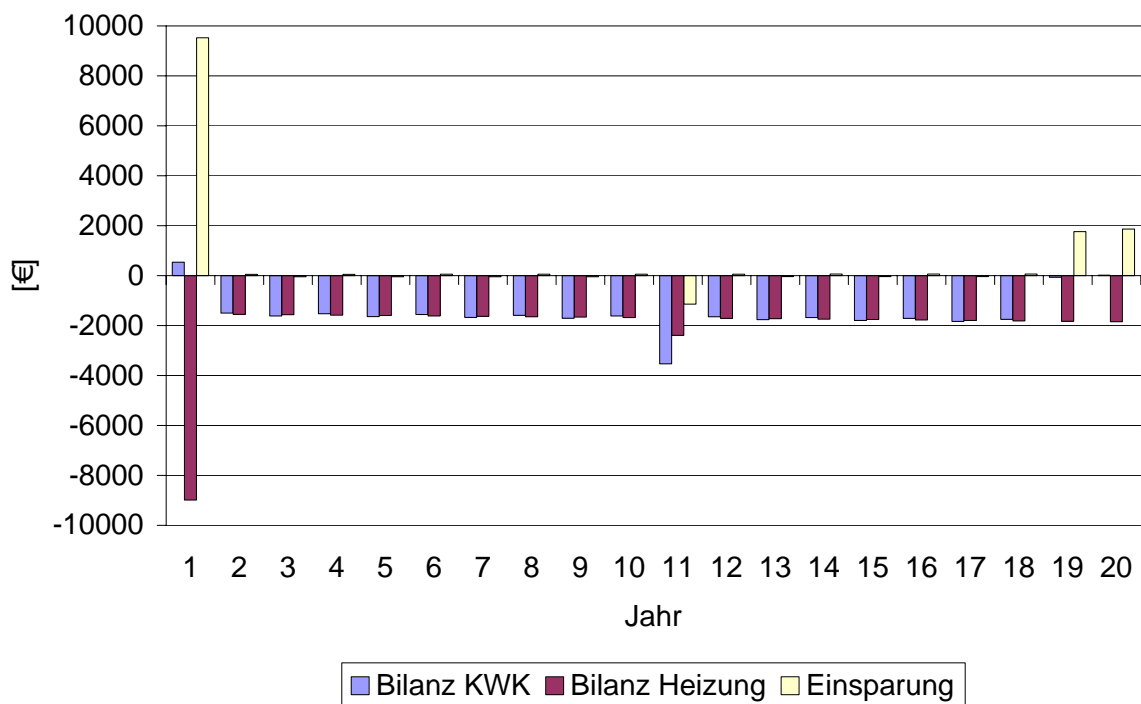


Bild 5.2: Vergleich zwischen DEA und Standardheizung

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde die Vorgehensweise zur Analyse von Verteilungsnetzen für den flächen-deckenden Einsatz von KWK-basierten DEA vorgestellt. Aufgrund der Vielzahl von Parametern, die in eine solche Analyse eingehen, sind die Betrachtungen anhand von exemplarischen Verteilungsnetzen durchgeführt worden. Betrachtet wurden neben dem Betrieb der DEA allein auch die Betriebsweise in erweiterter Funktionalität, wie (z.B. Systemdienstleistungen durch Blindleistungseinspeisung sowie gewollter Inselnetzbetrieb). Besonderes Augenmerk lag bei der System-einführung von Koordinierten Schutzsystemen, die anhand des Referenz-NS-Netzes exemplarisch betrachtet worden ist. Hier wurde auf den notwendigen Infrastrukturaufwand, die Anforderungen an die gegenwärtige Normung sowie die Wirtschaftlichkeit der DEA eingegangen.

Um den Arbeitsaufwand zu beschränken und definierte Teilaufgaben zu schaffen, wurde eine Möglichkeit zur Klassifizierung von Verteilungsnetzen angegeben. Dies ermöglicht die stellvertretende Bewertung nur eines ausgewählten Netzes für ein Kollektiv mehrerer ähnlicher Netze. Es beinhaltet eine getrennte Betrachtung von Mittel- und unterlagerten Niederspannungsnetzen, was die Übersichtlichkeit erhöht und die parallele Bearbeitung mehrerer Niederspannungsnetze ermöglicht. Insbesondere durch die Zusammenfassung ähnlicher Netze lässt sich der Berechnungs-aufwand sowie die notwendige Datenbasis weiter reduzieren.

Neben der Klassifizierungsmöglichkeit wurde als Grundlage für die eigentliche Analyse der Verteilungsnetze ein teils analytisches, teils statistisches Verfahren vorgestellt. Mit dessen Hilfe können die für die grundlegenden Bewertungen notwendigen thermischen Lastprofile generiert werden. Dagegen sind als elektrische Lastprofile entweder Standardlastprofile oder Messergebnisse ver-

wendet worden. Obwohl der flächendeckende Einsatz von DEA erst nach 2020 zu erwarten ist [51], und elektrische Verteilungsnetze nicht hierfür ausgelegt sind, haben sich in den Beispielnetzen keine Anzeichen für ein Überschreiten der Netzanschlusskapazität durch die flächendeckende Installation von KWK-DEA in Wohngebieten ergeben. Im Bereich des Netzschutzes konnte festgestellt werden, dass Anlagenteile, vor allem im Bereich der Ortsnetzstation, auf Tragfähigkeit der Kurzschlussströme hin überprüft werden müssen. Trotzdem ändert sich das Kurzschlussleistungsniveau nur unwesentlich, wodurch ein weiterhin selektives Auslösen der bereits installierten Schutzgeräte auch im Fall der flächendeckenden DEA-Installation gewährleistet ist. Allein bei Maschennetzen tritt im Fall von Rückleistungsrelais eine Fehlauslösung auf, falls durch die DEA Leistung in die überlagerte Ebene zurückgespeist wird. Insgesamt kann somit die Hypothese aufgestellt werden, dass unter der Voraussetzung, dass die Ergebnisse der hier durchgeführten DEA-Auslegung nicht überschritten werden, sowie dass die betrachteten Netze repräsentativ für die meisten deutschen Verteilungsnetze sind, sich in Deutschland keine großen Probleme im Fall von flächendeckenden DEA-Installationen in Hinblick auf die Netzanschlusskapazität einstellen werden.

Bei Maschennetzen besteht dagegen vordringlicher Handlungsbedarf, weil bei ihnen das Schutzsystem angepasst werden muss, sofern Maschennetzrelais installiert sind. Hier bietet es sich an, ein koordiniertes Schutzsystem zu installieren, das eine Leistungsrückspeisung aus unterlagerten Spannungsebenen ermöglicht. Ferner ist eine eigene Norm für Maschennetzrelais im vernetzten Betrieb zu erstellen, die auch die notwendigen Kommunikationsprotokolle sowie –hierarchien enthält. Da eine bislang noch nicht vorhandene Kommunikationsinfrastruktur notwendig wird, ist das System möglichst mit weiteren Anwendungen zu kombinieren, die z.B. durch Systemdienstleistungen bis hin zum Betrieb von virtuellen Kraftwerken dargestellt werden können.

Eine weitere Ausbaumöglichkeit ist die des autonomen Schutzsystems, das einzelne Netzbezirke bei Ausfall der überlagerten Spannungsebene gezielt im Inselnetzbetrieb hält. Zu diesem Zweck ist eine automatische Parameteranpassung von Schutzgeräten - z. B. bei der Netzimpedanzmessung - sowie die Aktivierung von Frequenz-Spannungsreglern im Inselnetz notwendig. Hierzu sind wesentliche Entwicklungen sowohl im Bereich Hardware als auch im Bereich Software, Systemkonzeption und Normung notwendig. Es ist eine Basiskostenabschätzung für die Investition in ein solches System in Anhang C angegeben worden, die die Notwendigkeit von kostengünstigen Kommunikationskanälen mit im Vergleich zum heutigen Stand geringer Bandbreite gezeigt hat.

Zukünftige Arbeiten sind vor allem im Bereich der Entwicklung von koordinierten und autonomen Schutzsystemen zu sehen. Das umfasst hauptsächlich die Arbeitsfelder Systementwicklung (Hard- und Software) und Normung. Auch ist es denkbar, Nah- und Fernwärmenetze in die Be-

trachtungen mit einzubeziehen, was auch die Integration größerer Anlagen und somit bestehender Nahwärmeversorgungssysteme in die Analysen erlaubt. Ein mögliches Konzept hierzu ist z. B. in [37] vorgestellt worden.

Es konnte gezeigt werden, dass der flächendeckende Einsatz von KWK-DEA eine technisch mögliche Option darstellt, die bis hin zu innovativen Betriebsarten wie Inselnetzbetrieb und Blindleistungseinspeisung grundsätzlich möglich ist. Somit stellt sie nach vollständigem Nachweis der juristischen und wirtschaftlichen Praktikabilität eine viel versprechende Lösungsmöglichkeit der heutigen Aufgaben zur Kraftwerkserneuerung, Schonung fossiler Ressourcen und Emissionsreduktion dar. Dabei bietet sich insbesondere durch die Umsetzung innovativer Systemkonzepte die Möglichkeit, dem Kunden einen Mehrwert sowie den Netzbetreibern, mehr Freiheitsgrade in der Planung und dem Kraftwerksbetreiber geringere Investitionsrisiken bieten zu können.

Anhang A

Historische Entwicklung des gesetzlichen Regelwerks

Bild A.1 zeigt die für die Entwicklung der dezentralen Energieversorgung wichtigsten Gesetze gruppiert in die Themengebiete *Stromerzeugung Allgemein*, *Erneuerbare Energien* und *Kraft-Wärme-Kopplung*. Grau hinterlegte Gesetze sind bereits abgelöst worden. Es dient zur Illustration der Notwendigkeit der Rahmenanalyse bei Prognosen. Die ersichtlich vielen Änderungen im Regelwerk müssen unbedingt zumindest rudimentär abgeschätzt werden und mit in Prognosen eingeschlossen werden, da zukünftige Regeländerungen in keinerlei Hinsicht durch die Analyse historischer Daten nach dem Ex-Ante-Prinzip gewürdigt werden.

Anhang B

Stand der DEA-Technik

Gegenwärtig existieren verschiedene DEA-Technologien in unterschiedlichen Entwicklungsstufen (vgl. [62]). Da sich diese Arbeit auf zukünftige Netzsituationen bezieht, können diese Angaben in diesem Kontext lediglich als Orientierungswerte angesehen werden. Es erfolgt eine Beschränkung auf KWK-fähige DEA, die in elektrischen Verteilungsnetzen mit Wohngebietscharakter installiert werden können; dementsprechend werden PV-Anlagen und Windeenergieanlagen vernachlässigt.

Im Folgenden werden die wichtigsten Erzeugungstechnologien hierfür analysiert und es werden jeweils einige konkrete Anlagen exemplarisch vorgestellt. Für die Darstellung ist eine tabellarische Form gewählt worden. Wichtig in Hinblick auf die Netzanbindung ist vor allem der Typ der Stromerzeugungseinheit der DEA. Daher sind neben thermischen und elektrischen Bemessungsleistungen, - soweit verfügbar - die Bemessungsleistungen der Generatoren angegeben. Dies ist insbesondere für Synchronmaschinen im Inselnetzbetrieb und grundsätzlich für Asynchronmaschinen von Relevanz, da letztere nicht ohne Blindleistungsaufnahme betrieben werden können. Aufgrund der fehlenden Blindleistungsvergütung (vgl. 3.4.2) kann diese Angabe bei Umrichterkopplung entfallen; hier ist die elektrische Leistung mit $\cos\varphi = 1$ als Bemessungsleistung anzusetzen. Für eine umfassende Darstellung wird auf die Literatur wie z.B. [75, 4, 3] verwiesen.

Gasmotoren

Gasmotoranlagen stellen gegenwärtig die am weitesten entwickelte DEA-Type dar. Sie befinden sich im Stadium der Marktreife und werden gegenwärtig vor allem in mobilen Stromerzeugungsanlagen und Notstromversorgungen eingesetzt. Wesentliche Leistungsklassen laut [75] sind die Leistungsklassen von 15 bis 300 kW elektrisch. Speziell für Einfamilienhäuser sind jedoch auch kleinere Einheiten (z.B. [73]) verfügbar. Diese befinden sich zu Zeit in der Demonstrations- bzw. Markteinführungsphase. Eine Auswahl verschiedener Anlagen und Kenngrößen ist in Tabelle B.1 angegeben. In allen Varianten erfolgt eine dreiphasige Netzanbindung. Die Kosten solcher Anlagen variieren stark in Abhängigkeit von den Herstellern. In [75] wird eine Richtgröße von rund 1.300 bis 1.800€/kW für die spezifischen Installationskosten angegeben (Stand 2001). Im Bereich der Mini-BHKW liegen diese Kosten höher. Hier existieren momentan Geräte, deren Installationskosten sich auf rund 4.000€/kW elektrisch belaufen.

Mikroturbinen

Mikroturbinen befinden sich gegenwärtig in der Demonstrationsphase. Bei diesen Anlagen handelt es sich um relativ hoch drehende Anlagen (ca. 70.000 bis 100.000 Umdrehungen pro Minute), die dadurch bedingt nur per Umrichter an öffentliche Energieversorgungssysteme angebunden werden können. Sie werden zumeist mit Erdgas betrieben.

Der Gesamtabsatz an Mikroturbinensystemen je Hersteller belief sich laut [43] im Jahre 2004 auf bis zu rund 2000 Systeme. In den nächsten Jahren ist mit einer verstärkten Marktdurchdringung zu rechnen. Mikrogasturbinen besitzen einen relativ hohen Leistungsbereich von 30 bis 75 kW[75] und sind daher nur für die Kategorien VIII-X nach 2.4.2 geeignet und somit für die hier gemachten Betrachtungen von untergeordneter Relevanz. Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich laut [43] auf 1.500€/kW elektrisch für eine 30-kW-Anlage. Als Hersteller sind laut [43] die Firmen Capstone, Turbec(ABB), Elliot/Bowman und Kawasaki zu nennen.

Hersteller	Produkt	S_r [kVA]	$\cos \varphi_r$	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	η [%]	Netz- koppl.
Honda	ECOWILL (GE 160 EV)	-	-	1	3,25	85	WR
PowerPlus Technologies GmbH	ecopower Mini-BHKW	-	-	1,3-4,7	4-12,5	>90	WR
SenerTec	Dachs HKA	6,2	0,9	5	12,3	89	ASM
Giese Energie- und Regel- technik	Energator GB6-12	6,2	0,87- 0,89	5,5/ 3,3	12/ 7,2	ca. 90	ASM
	Energator GB7,5-15	8,2	0,82	7,5/ 4,5	15/ 9	88	ASM
	Energator GB15-30	17	0,87- 0,89	15/ 9	30/ 18	ca. 90	ASM
EAW Energie- anlagenbau	EWf 17 S	20	0,8	9-13	20-25	88-92	SM
Höfler BHKW	MicroS8	ca. 13	0,8	8	19	93	ASM
Öko Energie- systeme GmbH	ÖES8G	<i>unterschiedlich</i>		8	15,8	81	wählbar
	ÖES15G	<i>unterschiedlich</i>		15	29	82	SM/ASM
Buderus	Loganova E 0204 DN-20	20	1	17	32	92	SM
energie- werkstatt GmbH	Blockheiz- kraftwerk ASV 18/43	22,8	0,9	18	43	94	ASM
Spilling Energie- systeme GmbH	PowerTherm	20	1	5-20	10-43	88-91	SM
Kraft-Wärme- Kopplung GmbH	Mephisto G20	ca. 26	0,78	6-20	27-49,1	104	ASM
	Mephisto G26	30	0,85	10-24	38-55	101	ASM

Tabelle B.1: Marktübersicht Gasmotoranlagen

Stirlingmotoren

Stirlingmotoren können sinnvoll für KWK-DEA-Systeme eingesetzt werden, da sie für relativ kleine Leistungen entwickelt worden sind. Obwohl diese Technologie seit relativ langer Zeit bekannt ist, ist sie nicht vollständig entwickelt worden, da sie durch andere Energieumwandlungstechnologien verdrängt worden sind. Insbesondere zeichnen sich Stirlingmotoren durch Robustheit aufgrund ihres relativ einfachen Aufbaus und Unempfindlichkeit gegenüber variabler Brennstoffqualität aus. Sie sind daher relativ gut dazu geeignet mit herkömmlichen Heizsystemen zu konkurrieren.

Aufgrund der o.g. Problematik befinden sich Stirlingmotoren gegenwärtig noch eher in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase. Nach Literaturangaben [69] können daher nur schwer Angaben über die Kosten der Anlagen gemacht werden. Es wird von 1.400 bis 4.800€/kW elektrisch ausgegangen, wobei jedoch mit Kostensenkungspotenzial zu rechnen ist. Eine Marktrecherche ergab Anbieter nach Tabelle B.2. Aufgrund dessen, dass sie sich momentan noch in der Entwicklungsphase befinden, konnten nicht zu jeder Anlage vollständigen Informationen gesammelt werden. Als am weitesten vorangeschritten können zurzeit die Hersteller SOLO Stirling GmbH [3] sowie Whisper Tech angesehen werden.

Hersteller	Produkt	S_r [kVA]	$\cos \varphi_r$	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	η [%]	Netz- koppl.
SOLO Stirling GmbH	SOLO Stirling 161	11	0,85	2-7,5	8-22	92-96	ASM
Whisper Tech	AC WhisperGen	1	0,95	0,85 (1,2)	6 (8)	>90	ASM
BG Microgen Energy Ltd.	MicroGen	<i>unbekannt</i>		1,1	5-35 je nach Zusatz- brenner	90	linear SM
Sunmachine	Sunmachine Pellet			3	4,5-10,5	ca. 90	WR
Disenco Ltd.	m-CHP System	<i>unbekannt</i>		3	5	ca. 90	<i>unbekannt</i>

Tabelle B.2: Marktübersicht Stirlingmotoranlagen (Klammern: Temporäre Spitzenwerte)

Brennstoffzellen

Brennstoffzellenanlagen müssen zunächst anhand der zu Grunde liegenden Technologie weiter klassifiziert werden. Für die hier verfolgte Anwendung als stationäre Brennstoffzellen im Leistungsbereich vornehmlich im zweistelligen kW-Bereich kommen Polymerelektrolytmembranbrennstoffzellen (PEM) und Festoxidkeramikbrennstoffzellen (SOFC von englisch Solide Oxide Fuel Cell) in Frage. Da Brennstoffzellen Gleichspannungen unter 100 V liefern, ist eine Netzanbindung nur mit Hilfe von Umrichtern möglich, so dass sich die tabellarische Darstellung in Tabelle B.3 vereinfacht.

Hersteller	Produkt	Technologie	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	η [%]	Markteinführung
Ceramic Fuel Cells Ltd. (CFCL)	Mini-BHKW-Prototyp	SOFC	1	1	ca. 80	<i>unbekannt</i>
Hexis AG	Galileo 1000N	SOFC	1	2,5 (20)	ca. 85	ab 2008
european fuel cell GmbH (efc)	BETA1.5	PEM	1,5	3	>80	ab 2010
Viessmann Werke GmbH&Co KG	Brennstoffzellen-Haus-Energiezentrale	PEM	2	5	ca. 90	ab 2010
RBZ (Risaer Brennstoffzellentechnik GmbH)	inhouse4000	PEM	1-4	2,4- 8,5	max. 90	ab 2010
RWE Fuel Cells GmbH, BBT Thermotechnik GmbH, IdaTech LLC	Feldtestgeräte	PEM	4,6	7	>80	ab 2008
Nuvera	Avanti	PEM	2,3/4,6	6,9-7,6	75-80	ab 2008
Vaillant	EURO2	PEM	4,6	11	>80	bis 2010

Tabelle B.3: Marktübersicht Brennstoffzellenanlagen

In die Brennstoffzellentechnologie sind in der Vergangenheit große Erwartungen gesetzt worden. Von einigen Herstellern ist bereits für das Jahr 2002 eine Markteinführung angekündigt worden, was jedoch nicht eingehalten werden konnte. Daher sind in der Tabelle soweit bekannt die Markteinführungsdaten nach Herstellerangaben und [50] angegeben worden.

Aufgrund des noch nicht bis zur Marktreife fortgeschrittenen Entwicklungsstadiums und der verschiedenen Basistechnologien der Brennstoffzellen können nur schwer Angaben über die zu erwartenden Kosten bei der Markteinführung getätigt werden. Einer Abschätzung nach [75] aus dem Jahr 2001 zu Folge belaufen sich die spezifischen Investitionskosten auf ca. 3.600 €/kW. Dagegen geht [27] von gegenwärtig 5.000€/kW und Zielkosten der Hersteller von rund 1.000€/KW aus.

Weitere Technologien

Hier ist im Wesentlichen die Dampfexpansionsmaschine zu nennen, die sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet. Hier ist im Wesentlichen das Produkt *lion POWERBLOCK* des Herstellers OTAG zu nennen, das elektrisch 0,2 bis 3kW und thermisch 2 bis 16 kW liefert. Dabei

wird ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 91% erreicht.

Ferner existieren Anlagen nach dem Prinzip des *Organic Rankine Cycle* z.B. der Hersteller Inergen, Cogen Micro oder SteamCell. Dieser Anlagentyp wird jedoch z. Z. hauptsächlich für größere Erzeugungseinheiten verwendet, so dass er hier vernachlässigt werden kann.

Bemerkungen

Jede Art von KWK-DEA muss mit einem regulären Heizsystem konkurrieren. Hier werden spezifische Investitionskosten für Heizlagen nach [67] herangezogen. Ein Vergleich der spezifischen Investitionskosten nach Bild B.1 zeigt, dass alle Systeme in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten teurer als die Referenzanlagen sind. Hier stellt der graue Bereich das Kostenminimum und der grüne die Schwankungsbreite bis hin zum Kostenmaximum dar. Dies bedeutet, dass zum Beleg der Wirtschaftlichkeit der Anlagen eine Investitionskostenrechnung z.B. nach der Barwertmethode [35] durchgeführt werden muss. Hier gehen im Wesentlichen die Faktoren Lebensdauer der Anlage, Brennstoffverbrauch, Brennstoffkosten und ggf. Förderung gemäß 2.1 sowie Wartungsintervall, –kosten und Schadensanfälligkeit der Anlage mit in die Kalkulation ein. Diese Rechnung kann in Anbetracht der Diskrepanz zwischen dem betrachteten Zielszenario und den zu erwartenden Entwicklungen hier auch nicht exemplarisch durchgeführt werden, sondern ist nachzuholen sobald verlässliche Daten über spezielle im Netz zu installierende DEA vorliegen.

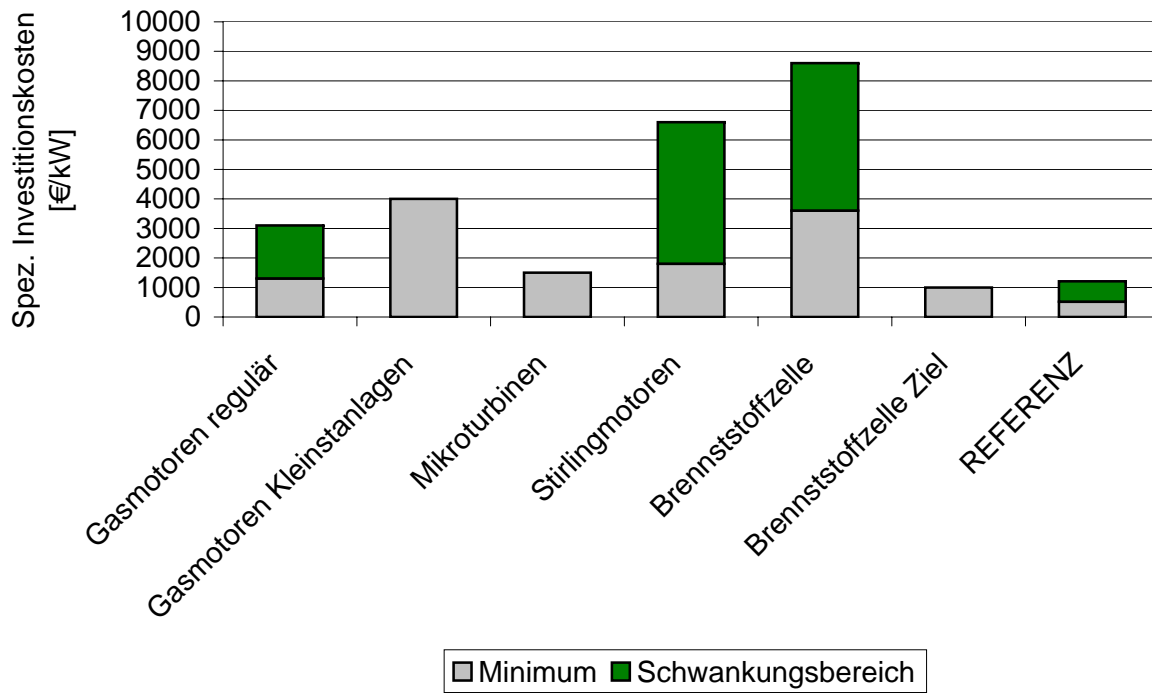


Bild B.1: Vergleich der spezifischen Investitionskosten mit Referenzwerten

Anhang C

Investitionskosten

Zur monetären Bewertung des Gesamtsystems müssen u. a. die Gerätekosten entsprechend der oben aufgeführten Kategorisierung sowie die Baukosten bekannt sein. Hier wird eine exemplarische Kostenschätzung für den Niederspannungsbereich vorgenommen, wobei aktuelle Marktpreise ohne Mehrwertsteuer nach Anhang D verwendet werden. Die Kosten, die für die einzelnen Systemkomponenten anfallen, werden dazu in die folgenden Positionen unterteilt:

- Gehäuse und Installation
- Rechner/Controller
- Sensorik
- Aktorik
- Peripheriekomponenten (pauschal 5% der übrigen Positionen)

Es ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen dieser Betrachtungen lediglich die Materialkosten abgeschätzt werden, jedoch nicht der Entwicklungsaufwand. Dieser umfasst neben dem Engineering von Technik und Programmen auch die Anschaffung von Hilfsmitteln zu denen neben der Programmierungsumgebung auch ein Echtzeitbetriebssystem zählen kann.

Bild C.1 zeigt die resultierenden Kosten auf Basis marktüblicher Einzelpreise ohne MwSt. Es wurden jeweils Module für die Außeninstallation in *Kabelverteilerschränken(KVS)* oder für die Innen-

installation in *Industriegehäusen (IGH)* analysiert. Als Kommunikationsmedium wurde exemplarisch eine Leitungsverbindung gewählt. Bei Verwendung von optischer Übertragung ist aufgrund der Beschaffung von entsprechenden Umsetzern mit Mehrkosten von rund 500 € je Modul zu rechnen. Während die Kosten für das Gehäuse und den Rechner nur in Abhängigkeit vom Aufstellungsort schwanken, stellen die Sensoren und Aktoren einen stromabhängigen Kostenfaktor dar. Bei den Sensoren betrifft dies insbesondere die Stromwandler, während die Spannungsmessung bei Vorhandensein von Analogeingängen im Feldrechner durch eine relative einfache Spannungsteilerschaltung aus passiven Bauelementen erfolgen kann. Die Aktorik umfasst neben dem eigentlichen Leistungsschalter, der im Gegensatz zum virtuellen Kraftwerk aufgrund der schutztechnischen Systemfunktionalität statt einem Lasttrennschalter zu verwenden ist, auch entsprechende Fernsteuerungskomponenten. Erwartungsgemäß sinken die Modulkosten mit dem Nennstrom. Dieser Skalierungseffekt ist jedoch vergleichsweise linear, so dass eine Aufteilung des gesamten Netzes in verschiedene Teilinselnetze auf jeden Fall teurer ist als Ausrüstung des Netzes zu einem Gesamtinselnnetz, sofern das gesamte Netz für den Inselnetzbetrieb ertüchtigt werden soll.

Die Kostenbeiträge von Sensorik und Aktorik unterstreichen, die Notwendigkeit von Schnittstellen, die es zumindest im DEA-Bereich ermöglichen, die entsprechenden Komponenten der DEA mitzunutzen. Im Idealfall ist ebenfalls die Controllerfunktionalität des autonomen Schutzsystems in die DEA integriert, so dass keine separate Einheit mehr angebracht werden muss. Diese Entwicklung kann jedoch erst in der Markteinführungsphase des Systems erwartet werden. Sie ist in den in Bild C.2 dargestellten Schritten zu vollziehen. Im Fall des *Status Quo* ist auf ein Modul vom Typ *DEA (10 kW, 15 A)* nach Bild C.1 zurückzugreifen.

In Bezug auf das DSM ist zu bemerken, dass dieses in jedem Fall Lasten nicht kontinuierlich regeln sondern in diskreten Stufen an- und ausschalten wird. Es existieren viele Variationsmöglichkeiten für ein solches System. Einerseits ist ein DSM als Verbraucherinformationssystem umsetzbar, dass keine harten Vorgaben macht. Andererseits ist ein DSM im klassischen Sinne als direkte Beeinflussung dedizierter Verbrauchergruppen anzusehen. Die Einführung eines DSM zeitgleich mit einem koordinierten Schutzsystem ist unwahrscheinlich. Dennoch ist die Anpassung der Last an den Regelbereich der DEA in einem gewollten Inselnetz anzupassen. Um ein DSM als notwendige Voraussetzung zu vermeiden, kann mit einem Modul wie z.B. vom Typ *DEA (10 kW, 15 A)* nach Bild C.1 ein rudimentäres DSM implementiert werden, das im Inselnetzbetrieb die elektrische Last gesamter Häuser abwirft. Dies kann insbesondere bei denjenigen Kunden installiert werden, die keinen Wert auf erhöhte Versorgungssicherheit legen und nicht bereit sind, ggf. Mehrkosten zu tragen. Dennoch ist diese Lösung in jedem Fall als Zwischenlösung nachrangig nach einem leittechnisch integrierten DSM zu betrachten.

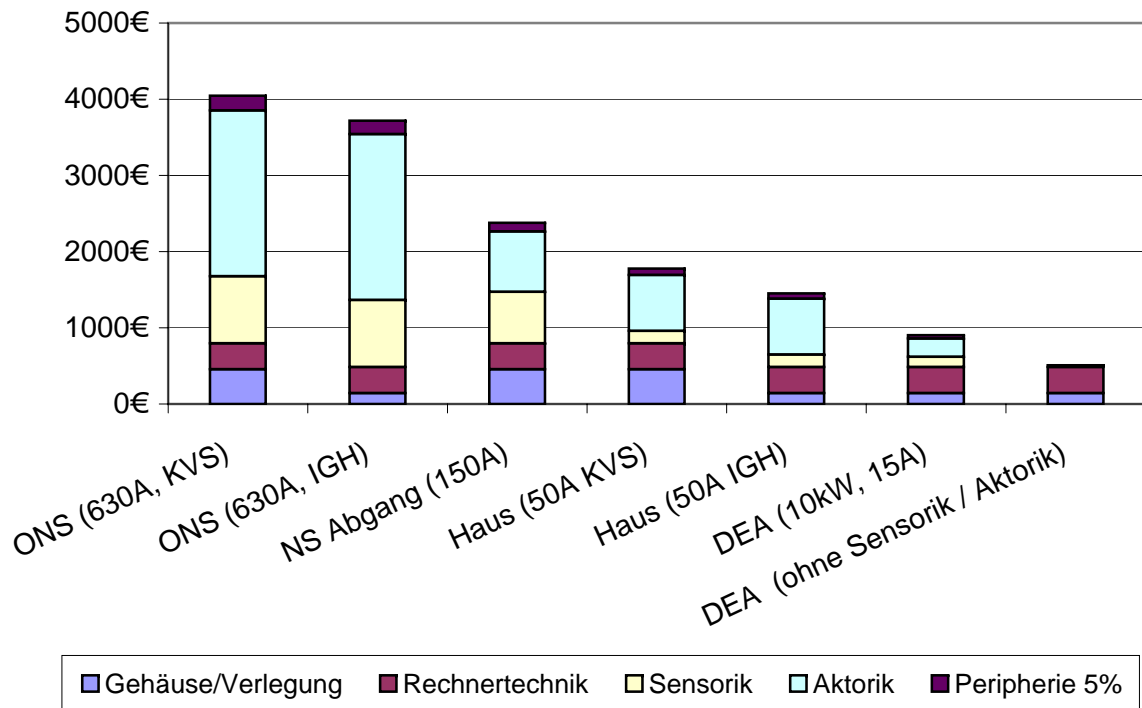


Bild C.1: Materialkosten für verschiedene Komponenten des koordinierten Schutzsystems

Nach Anhang D ergeben sich für die Neuverlegung von Informationsleitungen Kosten aktuell in Höhe von rund 24 €/m. Da der Großteil dieser Kosten durch Erdarbeiten verursacht wird, verdeutlicht dies die Notwendigkeit, möglichst die für das Schutzsystem notwendigen Informationsleitungen in Kombination mit Energie- oder anderen Übertragungsleitungen zu verlegen und soweit möglich auf alternative Übertragungsverfahren zurückzugreifen. Andererseits ist zu bedenken, dass für eine Pilotinstallation nicht ein komplettes Niederspannungsnetz vernetzt werden kann. Für die weiteren Betrachtungen wird daher exemplarisch angenommen, dass nur der Netzbezirk III nach Bild 4.9 für den Inselnetzbetrieb ertüchtigt wird. Hier finden sich Leitungen der Gesamtlänge

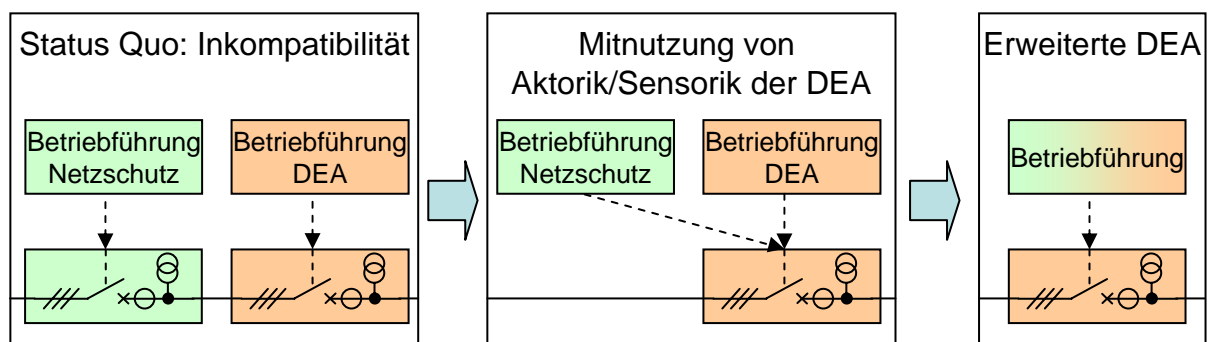


Bild C.2: Entwicklung der DEA-Module

von ca. 1 km, während die Gesamtleitungslänge im Referenz-NS-Netz rund 5,5 km beträgt. Aus den gleichen Gründen wird angenommen, dass sich das Referenzniederspannungsnetz, das durch eine Mitnahmeleitung an die überlagerte Abspannstation angeschlossen werden muss, sich maximal drei Stationen von dieser entfernt befindet, was bei einer mittleren Stationsdichte von 680 m die Notwendigkeit von rund zwei zusätzlichen Leitungskilometern bedingt. Da für Kommunikationszwecke die gleichen Leitungstypen für alle Bereiche verwendet werden können, werden 3,2 km Kommunikationsleitung zu rund 76.000 € notwendig.

Für die nun folgende Kostenabschätzung wird eine Struktur des Netzbezirks III nach Tabelle C.1 angenommen. Dabei werden DEA-Typen im Netzbezirk vorausgesetzt, deren Mess- und Schaltglieder über eine geeignete Schnittstelle von außen durch andere Anwendungen nutzbar sind. Realistisch kann nicht angenommen werden, dass alle DEA durch das EM bzw. alle Lasten durch das DSM genutzt werden können. Daher wird im Weiteren exemplarisch davon ausgegangen, dass nur jeweils die Hälfte der Anlagen integriert wird. In Bezug auf die Abspannstation, die lediglich ein Mitnahmesignal zu senden hat (vgl. 4.5.3), wird vorausgesetzt, dass geeignete Kommunikationsschnittstellen im ohnehin informationstechnisch voll erfassten Stationsleitsystem vorhanden sind, um mit dem autonomen Schutzsystem des Inselnetzes zu kommunizieren. Die dafür notwendigen Softwareerweiterungen werden hier nicht weiter betrachtet.

Unter den getroffenen Annahmen treten Kosten in Höhe von rund 95.200 € auf, die sich entsprechend Bild C.3 aufteilen. Aufgrund der Kostenintensität der Kabellegung ist eine Dominanz des MS-Bereichs zu verzeichnen. Insgesamt beläuft sich der Kostenanteil für die Leitungswege auf rund 80% was die Notwendigkeit alternativer Kommunikationswege unterstreicht. In Bezug auf die notwendige Datenrate für DEA-Systeme ist nach [76] ein Minimum von 14 kBit/s notwendig. Im Vergleich zu heutigen Bandbreiten im MBit/s-Bereich und aufwärts wird deutlich, dass weniger die Bandbreite als die Zuverlässigkeit des Systems insbesondere bei Aufbau eines koordinierten

Posten	Anzahl
ONS-Einheiten	1
Haus-Einheiten	8
<i>Nicht im System erfasste Häuser</i>	8
DEA-Einheiten	0
DEA-Einheiten ohne Mess-/Schaltglied	8
<i>Nicht im System erfasste DEA</i>	8
Längen MS-Ebene [m]	2.000
Längen NS-Ebene [m]	1.169

Tabelle C.1: Angenommene Struktur im NS-Bezirk III

Schutzsystems von Relevanz ist. Aufgrund der Vielzahl der bereits heute verfügbaren Kommunikationswege [76] und den zu erwartenden Änderungen können keine allgemeingültigen Aussagen über die Kosten der Kommunikationswege in Bezug auf die Netzbewertung getätigt werden. Insbesondere ist anzumerken, dass die notwendigen Datenraten im Vergleich zu heutigen informationstechnischen Angeboten sehr gering sind, was die Notwendigkeit bedingt, direkt Angebote von potenziellen Anbietern einzuholen. Daher wird diese Problematik hier nicht weiter verfolgt.

Werden die Kosten vernachlässigt, die an DEA und im NS-Netz selbst entstehen, reduzieren sich die Gesamtkosten für die Installation des autonomen Schutzsystems um 40%. Ein solch reduziertes System ist jedoch geeignet, um die ungewollte Rückspeisung in Maschennetzen, wie in Kapitel 4 beschrieben, zu verhindern. Somit bietet sich die Installation von automatisierten Schutzsystemen und Netzen beginnend im Bereich städtischer Niederspannungsmaschennetze an. Tritt die erste Rückspeisung auf, so ist ein entsprechendes System in Betrieb zu nehmen, in dem sukzessive die einzelnen DEA und Lasten in ein EM/DSM-System integriert werden können, um zu einem späteren Zeitpunkt einen gewollten Inselnetzbetrieb zu ermöglichen. Dies ist in der Entwicklungsphase leitungsgebunden und später mit alternativen Kommunikationswegen zu realisieren.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Einführung von automatisierten Systemen ist die Akzeptanz der Kunden, die sich anhand des Kosten-Nutzen-Effekts ergibt. Hierbei kann nicht erwartet werden, dass die Kunden anfangs große Kosten auf sich nehmen werden. Vielmehr muss das Sy-

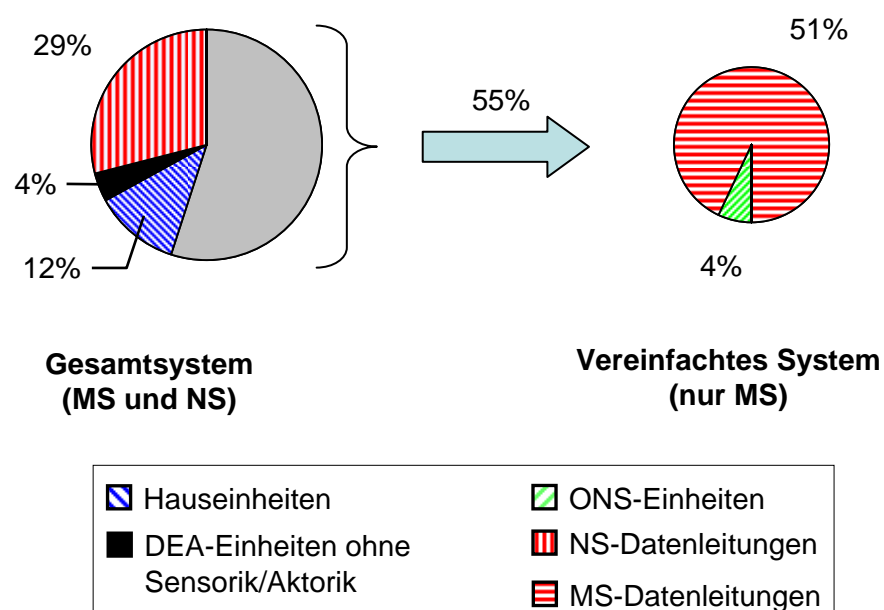


Bild C.3: Kostenaufteilung für ein autonomes Schutzsystem

stem z.B. durch den VNB vorfinanziert werden. Die Refinanzierung erfolgt dann über die Kunden, die monatliche Gebühren für z.B. die Systemdienstleistung *erhöhte Versorgungssicherheit* bezahlen. Zur Bestimmung der entsprechenden monatlichen Beiträge kann eine annuitätische Rechnung nach [35] erfolgen. Im betrachteten Fall wird exemplarisch eine Systemlebensdauer von 30 Jahren angenommen. Dies orientiert sich daran, dass DEA-Systeme im KWK-Bereich mit gängigen Heizanlagen konkurrieren, die laut Literatur eine Lebensdauer von ca. 15 bis 20 Jahren aufweisen, was nach Möglichkeit durch das ohnehin relativ teure dezentrale System zu übertreffen ist. Dies ist, obwohl sich ein DEA-System möglicherweise bereits früher amortisieren kann, notwendig, da bei den Kunden nicht pauschal Kenntnisse der Investitionsrechnung vorausgesetzt werden können und aus der Sicht des Marketings ein direkter Preisvorteil grundsätzlich in Hinblick auf die Akzeptanz vorteilhafter ist. Da jedoch bei einem innovativen System Adaptionen zu erwarten sind, darf seine Lebensdauer andererseits insbesondere bei den ersten Generationen nicht zu hoch sein, um Inkompabilitäten am Ende des Lebenszyklus zu vermeiden.

Bei einem beispielhaft angenommenen Kalkulationszinssatz von 6% ergibt sich somit ein Rentenfaktor von 7,26% und eine Annuität von rund 7000 €. Somit liegt der jährliche Kostenbeitrag unter der Voraussetzung, dass alle 16 Wohneinheiten des NS-Bezirks III gleich belastet werden bei 440 € jährlich. Wird die Leitungslegung vernachlässigt, sind es 90 €. Während der erste Fall noch eine Summe darstellt, bei der bei Kunden von einer gewissen Hemmschwelle auszugehen ist, ist die zweite Summe als ggf. akzeptabel einzustufen. In jedem Fall unterstreicht dies die Notwendigkeit, eine möglichst kostengünstigen Infrastruktur für das System zu finden und seine Einführung durch entsprechende Marktforschungs- und Marketingaktivitäten zu flankieren.

Anhang D

Basiskostenermittlung

Unter C werden in Bild C.1 Hardwarekostenangaben sowie die Leitungslegungskosten zu 24 €/km gegeben, die exemplarisch zur Systembewertung verwendet werden. Im Folgenden wird die Kostenermittlung für die einzelnen Module näher erläutert. Diese sind entweder als Innenraumausführung im Industriegehäuse oder als Außenausführung im Kabelverteilerschrank konzipiert worden. Eine Ausnahme bilden DEA, an deren Aufstellungsort grundsätzlich genügend Platz für eine Innenraumausführung im Industriegehäuse angenommen worden ist, so dass die Variante des Kabelverteilerschranks hier entfällt. Weiterhin wurden bei ggf. zu automatisierenden Trennstellen im Netz (NS-Abgang), die einen Abgang aus einem vollständig mit Sammelschienen und Abgängen gefüllten KVS darstellen, grundsätzlich Außenausführungen in einem zweiten KVS angenommen. Die Kostenangaben beruhen auf einer Marktrecherche und werden nachfolgend erläutert werden. Alle Preise sind exklusive MwSt.

Rechnertechnik

Für die Pilotphase wurden aufgrund der relativ einfachen Handhabung gängige Industriecontroller gewählt. Es wurden Einplatineneinheiten ausgewählt, unter besonderer Berücksichtigung von integrierten I/O-Ausgängen sowohl in digitaler als auch in analoger Ausführung, um die Ankopplung der Sensorik/Aktorik zu erleichtern. Hinzu kommt die Anforderung an eine standardmäßig integrierte Ethernetschnittstelle, um die Einbindung in das Kommunikationssystem zu erleichtern. Hier wurde durchgängig das System *BL2100 Smartcat* der Firma Rabbit Semiconductor – Micro-

processors and Development-Tools zu 341 € als Referenzsystem festgelegt.

Sensorik

Die Sensorik beschränkt sich im Wesentlichen auf Strom- und Spannungsmessung am Netzverknüpfungspunkt. Während für die Spannungsmessung im NS-Bereich eine Spannungsteilerschaltung aus passiven Bauelementen verwendet werden kann, die keine nennenswerten Kosten verursachen, wird für die Strommessung ein Stromwandwandler der Klasse der Schutzwandler benötigt. Je nach Komponente ist hier ein Basisstrom gemäß Tabelle D.1 angesetzt worden, für den ein entsprechendes Produkt ausgewählt worden ist. Aufgrund der primären Anwendung als Schutzsystem wurde hier besonderer Wert auf die höheren Strombereiche gelegt. Ungenauigkeiten beim Betrieb unterhalb des Bemessungsbereichs werden toleriert. Die Tabelle gibt ebenfalls die gewählten Wandlertypen und Kosten an.

Zusätzlich sind in den Modulen *Ortsnetzstation* und *NS-Abgang* Synchronisierungsrelais notwendig. Hier wurde als Grundlage das Relais UNILINE HAS-111 DG der Firma DIF verwendet, das für 450 € erhältlich ist. Auch sind Ausgelöstmelder für die Leistungsschalter notwendig, die von der Bauart und somit vom Nennstrom abhängen. Die Kosten hierfür belaufen sich auf 23 € für DEA-Einheiten und auf 2,70 € für die übrigen Module.

Aktorik

Im Bereich Aktorik tragen wesentlich die Leistungsschalter und deren Fernantriebe zu den Kosten bei. Die hier verwendeten Referenztypen sind in Tabelle D.2 dargestellt.

Modul	Strombereich [A]	Stromwandler	Hersteller	Preis [€]
ONS	205-820	3UF1868-3GA00	Siemens	428
NS-Abgang	50-200	3UF1852-3BA00		224
Haus	12,5-50	3UF1845-2CA00		161
DEA	2,5-25	3UF1843-2BA00		113

Tabelle D.1: Ausgewählte Stromwandler

Modul	Gerät	Strom [A]	Gerätetyp	Hersteller	Preis [€]
ONS	Leistungsschalter	630	NZMH3 630A	Möller	1.157
	Fernantrieb	-	NZM3-XR208-240AC		620
NS- -Abgang	Leistungsschalter	160	NZMB2 160A		412
	Fernantrieb	-	NZM2-XR208-240AC		380
Haus	Leistungsschalter	125	NZMB2 250A		354
	Fernantrieb	-	NZM2-XR208-240AC		380
DEA	Leistungsschalter	16	PKZ2/ZM-16-8		112
	Fernantrieb	-	RS-PKZ2		127

Tabelle D.2: Verwendete Referenzaktoren

Gehäuse

Als Gehäuse werden Kabelverteilerschränke vom Typ SL175 der Firma Geyer in der Ausführung als Doppelzählerplatz-Hausanschlusskasten für die Außenausführung zu je 407 € angenommen. Hinzu kommen rund 50 € für die Verlegung, was auf Internetangaben nach [5] beruht. Für die Innenausführung werden Industriegehäuse vom Typ GTi5 der Firma Gti Industrievertretungen (Abmessung 640x440x179mm) zu je 143,70 € als Referenz verwendet.

Peripherie und Verbrauchsmaterial

Da die Kosten für periphere Komponenten und Verbrauchsmaterial nicht explizit bestimmt werden können, werden hier exemplarisch 5% der Kosten der übrigen Komponenten angesetzt.

Leistungslegung

Hier wird als Leitungstyp ein gängiges Kommunikationskabel zu 71,3 ct/km verwendet. Hinzu kommen Erdarbeiten nach [5], die sich bei normalem Erdreich auf 24 €/m³ Erdaushub, bei fel-

sigem Untergrund auf $38,7 \text{ €/m}^3$ belaufen. Aus demselben Grund fallen für die eigentliche Verlegung Kosten von $1,8 \text{ €/km}$ bzw. $6,8 \text{ €/km}$ an. Um einen möglichst neutralen Wert zu erlangen wurde jeweils das arithmetische Mittel beider Preisangaben verwendet. Unter Annahme eines 1 m tiefen und 0,6 m breiten Kabelgrabens ergibt sich dann ein Wert von rund 24 €/km neu verlegte Kommunikationsleitung.

Anhang E

Nachweis der wissenschaftlichen Tätigkeit

Im Rahmen dieser Arbeit entstanden die nachfolgend aufgeführten Veröffentlichungen und studentischen Arbeiten, die u. a. auch grundlegende Erkenntnisse für diese Dissertation geliefert haben. Den Studierenden gilt daher ebenfalls mein besonderer Dank.

Diplom- und Studienarbeiten

- Werdelmann, Philipp: *Steuerung und Visualisierung für PEM-Brennstoffzellenprüfstände*, Studienarbeit, Dezember 2002
- Busch, Patrick: *Wärmelastprognose unter Berücksichtigung aktueller Wetterinformationen*, Studienarbeit, August 2003
- Hause, Daniel: *Betriebsführungssystem für PEM-Brennstoffzellenprüfstände*, Studienarbeit August 2003
- Jürgens, Ingo: *Dynamische Modellierung eines Wechselrichters unter MATLAB/SIMULINK*, Studienarbeit, August 2003
- Levchenko, Alexei: *System Requirements and Design for Protectional Systems in Industrial and Residential Distribution Networks*, Diplomarbeit, März 2004
- Gravermann, Mark: *Wechselrichterintegration in einen Brennstoffzellenversuchsstand*, Studienarbeit, August 2004

- Busch, Patrick: *Problematiken bei der Inselnetzbildung unter der Voraussetzung der flächendeckenden Installation von Dezentralen Energieversorgungsanlagen (DEA)*, Diplomarbeit, September 2004
- Gravermann, Mark: *Netzanbindung von Brennstoffzellenanlagen an das Niederspannungsnetz*, Diplomarbeit, Februar 2004
- Hause, Daniel: *Comparison of network congestion management methods including FACTS*, Diplomarbeit, November 2005
- Ab Manap, Fatimah: *Stabilitätskriterien für elektrische Netze*, Studienarbeit, Dezember 2004
- Sczesny, Frederik: *Technische und wirtschaftliche Bewertung der Messabweichungen von Energiezählern*, Diplomarbeit, Januar 2006
- Sadari, Ali: *Integration von Wechselrichtern in eine Netzsimulationsanlage*, Studienarbeit, Juli 2006
- Bauernschmitt, Björn: *Niederspannungsnetze mit heterogener dezentraler Einspeisung*, Studienarbeit, Oktober 2006
- Schwippe, Johannes: *Anforderungen an Schutzsysteme bei flächendeckendem DEA-Einsatz*, Studienarbeit, Dezember 2006
- Bauernschmitt, Björn; Prause, Christian; Kleinen, Christian; Schwippe, Johannes; Zhang, Haiyan; Kantner, Michael; Zhao, Kaining: *Dynamischer Verteilnetzsimulator*, Projektgruppe, Dezember 2006
- Prause, Christian: *Bedeutung und Anwendungsbereich der spektralen Netzimpedanz als Messgröße*, Studienarbeit, voraussichtlich Februar 2007

Veröffentlichungen

- Pitz, V.; Schwan, M.; Hauptmeier, E.; Handschin, E.; Horenkamp, W.; Brandl, M.; Lehmer, D.: *Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen*, ETG-Kongress 2003, Hamburg, 2003
- Handschin, E.; Hauptmeier, E.; Horenkamp, W.; Malcher, S.: *Inselnetzerkennung bei Eigenzeugungsanlagen - Messverfahren und Wahrscheinlichkeit stabiler Inselnetze*, etz-Elektrotechnik und Automation, Ausgabe 12/2004, VDE-Verlag, Frankfurt, 2004

- Hauptmeier, E.: *German Standards and possible applications in Chile – Project renewable Energies in Northern Chile*, Vortrag, University of Chile, Santiago, 6th of December 2004
- Hauptmeier, E.; Horenkamp, W.: *Renewable Energies in Chile –German Project Contributions–*, Vortrag, University of Chile, Santiago, 14th of December 2004 und 26th of April 2005
- Pitz, V.; Schwan, M.; Handschin, E.; Hauptmeier, E.; Horenkamp, W.; Lehmer, D.; Brandl, M.: *Impacts of a Wide-Spread use of distributed generation by combined heat and power micro-units on electric power distribution grids*, Cigré Kongress 2005, Athen, 2005
- Hauptmeier, E.: „*Erneuerbare Energien im Norden Chiles*“–*Forschungsprojekt gefördert durch die Gesellschaft für technische Zusammenarbeit GTZ–*, Vortrag, University of Chile, Santiago, 26.04.2005
- Hauptmeier, E.: *Harmonische und Flicker*, Vortrag, University of Chile, Santiago, 27.04.2005
- E. Handschin, Fellow, IEEE, E. Hauptmeier, D. Hause and J. Wessling: *Asset Management and Survivability of Electric Energy Systems during Large Disturbances*, 3rd International Workshop on Liberalisation and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimisation for Asset Management, Irkutsk, 2006
- Hauptmeier, E.; Handschin, E.: *CHAPLOC - Combined Heat and Power in Local Communities - Überblick über die Vorbereitung*, Aus Forschung und Entwicklung - Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirats der AGFW, Heft Nr. 11: Energetische Nutzung der Biomasse, ISBN 3-89999-009-9, Frankfurt, 2006
- Hauptmeier, E.; Handschin, E.: *Protective System Adaptations due to Large Scale Integration of Decentralised Power Generation*, CRIS Workshop 2006 - Influence of Distributed Generation and Renewable Generation on Power System Security (DIGESEC), 6.-8.12.2006, Magdeburg, 2006

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

α	Phasendifferenz der Umrichterventilspannung zur Netzspannung
a	Jahr
B_x	Bestand einer Gebäudekategorie x
ct	Eurocent
$\cos\varphi$	Verschiebungsfaktor der Grundschiwingung
ε	Verhältnis der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt einer DEA zu deren Bemessungsleistung
e	Eulersche Zahl
f	Netzfrequenz
f_{Geb}	Gebäudebezogener Änderungsfaktor
f_{GW}	Gewerbeinheitsbezogener Änderungsfaktor
f_K	Änderungsfaktor von Gebäudebeständen einer Kategorie K
f_{KL}, f_{LK}	Übergangsfaktor von Gebäude von der Kategorie K zu L bzw. umgekehrt
$f_{st}(\vartheta, T)$	Stundenfaktor zur Bestimmung stündlicher thermischer Lastprofile
f_{WE}	Wohneinheitsbezogener Änderungsfaktor
g	Gleichzeitigkeitsgrad
h	relative Häufigkeit
$h(\vartheta)$	Regressionsfunktion zur Bestimmung thermischer Lastprofile
$I_{err(,max)}$	(Maximaler) Erregerstrom
K	allgemein, Gebäudekategorie
λ	Betragsüberhöhung der Umrichterventilspannung im Vergl. zur Netzspannung

L, i	Laufindizes
min	Minute
n	Anzahl eines Kollektivs
n_{WE}	Zahl der WE je Gebäude
P	elektrische Wirkleistung
P_{DEA}	Einspeiseleistung einer DEA in einem bestimmten Betriebszustand
P_{el}	elektrische Bemessungsleistung einer DEA
P_g	elektrische Einspeiseleistung in einem bestimmten Betriebszustand
$p_{Gleichgewicht}$	Wahrscheinlichkeit des Leistungsgleichgewichts in einem Netzbereich
p_{Insel}	Inselnetzwahrscheinlichkeit
P_l	elektrische Last in einem bestimmten Betriebszustand
P_{lt}	Langzeitflickerstärke
$p_{Netzausfall}$	Wahrscheinlichkeit des Ausfalls der überlagerten Spannungsebene
$p_{Schutzversagen}$	Wahrscheinlichkeit des Versagens eines Schutzgeräts zur Inselnetzerkennung und –abschaltung
P_{th}	thermische Bemessungsleistung einer DEA
Q	elektrische Blindleistung
Q_a	Jahresheizwärmebedarf
$Q_d(T)$	Tageswärmebedarf
Q_g	elektrische Erzeugungsblindleistung
Q_l	elektrische Blindlast
S	elektrische Scheinleistung
S_A	Anschlusscheinleistung
S_r	Bemessungsscheinleistung
$t_{Ausfall}$	Ausfalldauer
t_{Bezug}	Bezugszeitraum (z.B. 1a)
ϑ	mittlere Außentemperatur
U_{Netz}	Spannung am Verknüpfungspunkt einer DEA
\underline{Y}	Knotenadmittanzmatrix
X_d	synchrone Reaktanz
X_K	Koppelinduktivität

Abkürzungen

AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e. V. bei dem Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V.
ASM	Asynchronmaschine
AVBeltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden
BGI	Berufsgenossenschaftliche Information
BGV	Berufsgenossenschaftliche Verordnung/Unfallverhütungsvorschrift
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN xxxx	Norm mit der Nummer xxxx des DIN
DSM	Demand Side Managemen
EEA	Eigenerzeugungsanlagen
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange (deutsche Energiebörse)
EFH	Einfamilienhaus
EM	Erzeugungsmanagement
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FW	Fernwärme
FWxxx	Regelung xxx des AGFW-Regelwerks
GW	Gewerbe
HH-Sicherung	Hochspannungs-Hochleistungssicherung
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission
IEC xxxx	Norm mit der Nummer xxxx des IEC
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

IEEE xxxx	Norm mit der Nummer xxxx des IEEE
IGH	Industriegehäuse
I/O	Input/Output-Anschlüsse
kfw	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Bank)
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKModG	Gesetz für den Ausbau, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Lastfluss
LS ESW	Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
neg	negativ
NEH	Niedrigenergiehaus
NH-Sicherung	Niederspannungs-Hochleistungssicherung
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
pos	positiv
PV	Photovoltaik
SH	Schaltheis
SLP	elektrisches Standardlastprofil
SM	Synchronmaschine
TAB	Technische Anschlußbedingungen
TR	Technische Richtlinie
TS	Trennstelle
UA	Umspannanlage
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDN	Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW

vgl.	vergleiche
VK	virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VV II+	Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung
WE	Wohneinheit
WSchV	Wärmeschutzverordnung

Abbildungsverzeichnis

1.1	Gliederung der Themenbereiche	3
2.1	Relevante Rahmenbedingungen für KWK-basierte DEA	6
2.2	Übersicht über die Normungsstruktur	6
2.3	Vernetzungshierarchie der Regelungen im elektrischen Bereich	8
2.4	Übersicht über die relevanten Normen und Gesetze	9
2.5	Klassifizierungsmöglichkeiten von elektrischen Netzen	11
2.6	Klassifizierungsverfahren	12
2.7	Auswertung der Klassifizierung	13
2.8	Verifikation der Klassifizierung	15
2.9	Altersklassen in Erweiterung von [38]	17
2.10	Verfahren zur thermischen Auslegung von DEA	25
2.11	Vergleich von Wärmebedarfsabschätzungen	26
2.12	Spitzenlast bei Wohngebäuden im Vergleich	27
2.13	Winterlastprofil der Kategorie VIII	29
3.1	Struktur des Niederspannungsnetzes	42
3.2	Struktur des Mittelspannungsnetzes	43
3.3	Verfahren zu Parametrierung der weiteren NS-Netze und Gewerbe	46
3.4	Exemplarisches Histogramm des Gewerbelastgangs	47
3.5	Ausnutzung des Spannungstoleranzbandes in der NS (vgl. Tabelle 2.10)	49
3.6	Maximale Bezugsleistungen und Betriebsmittelbelastung in der NS	49
3.7	Bezug aus der MS-Ebene und Elementbelastung sonntags im Sommer	52
3.8	Spannungsbänder in der MS	54
3.9	Maximale Auslastung und Leistungstransfer in die HS-Ebene	54
3.10	Leistungsbezug aus der HS-Ebene	56
3.11	Verlauf des Leistungsfaktors des MS-Netzes an einem Übergangswochenende	59
3.12	Umrichtermodell nach [57]	63

3.13	Synchronmaschinenmodell nach [35]	64
4.1	Schutzziele und dazugehörige Normen	68
4.2	Subtransiente Kurzschlussleistungen im NS-Netz	73
4.3	Subtransiente Kurzschlussleistung in der Mittelspannungsebene	76
4.4	Verzweigungsdiagramm für MS-DEA auf Basis von Umrichtern und Synchron- maschinen	77
4.5	Leistungsrückspeisung in Maschennetzen	80
4.6	Koordiniertes Schutzsystem zur erweiterten Funktionalität	81
4.7	Varianten des Inselnetzbetriebs	83
4.8	Spannungsbildung bei ungewollten Inselnetzen	92
4.9	Potenzielle Inselnetze nach Topologieanalyse	95
5.1	Kostenstruktur der KWK-DEA	103
5.2	Vergleich zwischen DEA und Standardheizung	103
A.1	Historische legislative Entwicklung im Bereich Dezentrale Erzeugung, Erneuerba- re Energien und KWK	109
B.1	Vergleich der spezifischen Investitionskosten mit Referenzwerten	116
C.1	Materialkosten für verschiedene Komponenten des koordinierten Schutzsystems . .	119
C.2	Entwicklung der DEA-Module	119
C.3	Kostenaufteilung für ein autonomes Schutzsystem	121

Tabellenverzeichnis

2.1	Typische Netzformen	10
2.2	Grenzwerte für die relative Last	14
2.3	Exemplarische gewählte Grenzwerte für die relative Anschlussdichte	14
2.4	Verwendete Beispielnetze	14
2.5	Kategorisierung der Gebäudestruktur	20
2.6	Aufteilung der Typtage	22
2.7	Speicherdimensionierung nach [65] und –verluste nach [67]	28
2.8	Bemessungsleistung der DEA, Kategorie D, in Abhängigkeit je nach Speicherbetrieb im Vergleich zur Auslegung ohne Speicher	31
2.9	Bemessungsleistungen der Kategorie D bei Stromkennzahl 0,8	32
2.10	Betrachtete Szenarien	33
2.11	Verbraucherstruktur im Niederspannungsnetz	35
2.12	Elektrische Bemessungsleistungen	36
2.13	Vereinfachte Altersstruktur auf Grundlage von [94]	36
2.14	Prognose des technischen Potenzials	39
3.1	Verbraucherstruktur des Mittelspannungsnetzes	44
3.2	Betrachtete Blindleistungsabweichungen im NS-Netz (alle im 100%-Szenario)	61
4.1	Gängige Schutzgeräte in Verteilnetzen	69
4.2	Äquivalente Subtransiente Kurzschlussreaktanzen in per Unit	72
4.3	Äquivalente Synchrone Reaktanzen des Referenz-NS-Netzes	75
4.4	Phänomene nach Dauern entsprechend [55] sowie Ursachen	85
4.5	Wahrscheinlichkeiten pro Jahr bei Variation der Gleichgewichtsperioden	89
4.6	Notwendige Steuerungseingriffe zur Aufrechterhaltung eines Inselnetzes	95
5.1	Investitionskosten und Kenndaten zur Wirtschaftlichkeitsrechnung	101
B.1	Marktübersicht Gasmotoranlagen	112
B.2	Marktübersicht Stirlingmotoranlagen (Klammern: Temporäre Spitzenwerte)	113
B.3	Marktübersicht Brennstoffzellenanlagen	114
C.1	Angenommene Struktur im NS-Bezirk III	120
D.1	Ausgewählte Stromwandler	124
D.2	Verwendete Referenzaktoren	125

Literaturverzeichnis

- [1] ARBEITSGEMEINSCHAFT FERNWÄRME E.V. – AGFW (Hrsg.): *Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes* –. Version: November 2002. http://www.agfw.de/fileadmin/dokumente/reg/fw_308_pdf.pdf, Abruf: 02.12.2006. Internetveröffentlichung
- [2] ARBEITSGEMEINSCHAFT FERNWÄRME E.V. – AGFW (Hrsg.): *Puralistische Wärmeversorgung*. Bd. I und II. Frankfurt a.M. : Eigenverlag, 2001
- [3] ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELDFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH – ASUE (Hrsg.) ; (Veranst.): *Strom erzeugende Heizanlagen – Techniken für heute und morgen*. Leipzig : 7. September 2006 . – download von www.asue.de am 27.11.2006
- [4] ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH - ASUE/ENERGIEREFERAT DER STADT FRANKFURT A.M. (Hrsg.): *BHKW-Kenndaten 2005 - Module Anbieter Kosten*. Karlsruhe : Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 2005. – Bestellnummer 05 05 05
- [5] AUTONOME PROVINZ BOZEN – AMT FÜR STROMVERSORGUNG (Hrsg.): *Preisliste 2006 – Elektrifizierungsarbeiten und Materialien*. Version: 6. Februar 2006. http://www.provinz.bz.it/acque-energia/3703/preisliste_d.htm, Abruf: 28.11.2006. Internetveröffentlichung
- [6] BATHOLMAI, B. ; VESER, J. ; IFS INSTITUT FÜR STADTFORSCHUNG UND ENTWICKLUNG GMBH (Hrsg.): *Zukunftsstudie Baugewerbe Nordrhein-Westfalen - Arbeitspaket 1: Rahmenbedingungen und Szenarien der künftigen Baunachfrage in Deutschland und Nordrhein-Westfalen*. Version: März 2003. http://www.ifsberlin.de/PDF/E96_kurz.pdf, Abruf: 03.04.2006
- [7] BECKER, R. : *Optimierung thermischer Systeme in dezentralen Energieversorgungsanlagen*. Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund, Diss., 25. April 2006
- [8] BERUFGENOSSENSCHAFT METALL SÜD – BGMS (Hrsg.): *Berufsgenossenschaftliche Vorschrift für Sicherheit bei der Arbeit BGV A3 (bisher BGV A2): Unfallverhütungsvorschrift Elektrische Anlagen und Betriebsmittel vom 1. April 1979 in der Fassung vom 1. Januar 1997, Aktualisierte Fassung Januar 2005*. Version: Januar 2005. <http://www.bgm-s.de>, Abruf: 2.01.2006. Internetveröffentlichung

- [9] BOUILLON, H. ; FREY, D. ; HERMANN, M. ; KREYHE, H. D. ; MAHN, U. ; MÜLLER, W. ; NEUMAIER, R. ; REINISCH, R. ; VANZETTA, J. ; VERBAND DER NETZBETREIBER – VDN (Hrsg.): *TransmissionCode 2003 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Version: August 2003. <http://www.vdn-berlin.de>, Abruf: 02.12.2006
- [10] BREHLER, M. ; FUHRBERG-BAUMANN, J. ; HERBST, U. ; HÜNEBURG, A. ; MAHN, U. ; MÖLDER, G. ; POSPISCHILL, H. ; RIDDER, M. ; RUSS, H. ; SCHERER, U. ; WISSBRÖCKER, C. ; VERBAND DER NETZBETREIBER – VDN (Hrsg.): *DistributionCode 2003 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*. Version: August 2003. <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/publikationen/DistributionCode2003.pdf>, Abruf: 27.11.2006
- [11] BUSCH, P. : *Problematiken bei der Inselnetzbildung unter der Voraussetzung der flächen-deckenden Installation von Dezentralen Energieversorgungsanlagen*, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund, Diplomarbeit, September 2004
- [12] COENENBERG, A. G.: *Kostenrechnung und Kostenanalyse*. 5., überarbeitete und erweiterte Auflage. Stuttgart : Schäffer-Poeschel Verlag, 2003. – ISBN 3–7910–2187–7
- [13] CRASTAN, V. : *Elektrische Energieversorgung*. Bd. 1. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2000. – ISBN 3–540–64193–9
- [14] CULLEN, N. ; THORNYCROFT, J. ; COLLINSON, A. ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (Hrsg.): *Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within Low Voltage Distribution Networks*. Version: 2002. <http://www.iea.org>, Abruf: 2.11.2006 (Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems Task V - Grid Connection of Building Integrated and other Dispersed Photovoltaic Power Systems IEA PVPS T5-08 : 2002)
- [15] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60146 Halbleiter-Stromrichter - Allgemeine Anforderungen und netzgeführte Stromrichter - Teil 1-1: Festlegungen und Grundanforderungen*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, März 1994
- [16] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60034-1 Drehende elektrische Maschinen - Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, November 2000
- [17] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60034-12 Drehende elektrische Maschinen - Teil 12: Anlaufverhalten von Drehstrommotoren mit Käfigläufer ausgenommen polumschaltbare Motoren*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, November 2002
- [18] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60038 IEC-Normspannungen*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, 11 2002
- [19] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60909-0 VDE 102*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, Juli 2002
- [20] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 61850 – Normenreihe Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, 2002-2006

- [21] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN: *DIN EN 60269-1(VDE0636-10) Niederspannungssicherungen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, November 2005
- [22] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN IEC 60034-4 Drehende elektrische Maschinen - Teil 4: Verfahren zur Ermittlung der Kenngrößen von Synchronmaschinen durch Messungen*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, April 1998
- [23] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN50160:1999 (in Überarbeitung)*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, 3 2003
- [24] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN VDE 0660-101 – Niederspannungsschaltgeräte - Teil 2: Leistungsschalter (IEC 60947-2:2003)*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag, März 2004
- [25] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN VDE V 0126 – Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*. Beuth Verlag Berlin Wien Zürich, Februar 2006
- [26] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG - DIN (Hrsg.): *DIN-V-4701 Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen - Teil 10 Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*. Berlin, Wien, Zürich : Beuth Verlag, August 2003
- [27] DLR-INSTITUT FÜR TECHNISCHE THERMODYNAMIK, ABT. SYSTEMANALYSE UND TECHNIKBEWERTUNG ; INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG, HEIDELBERG ; WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT UND ENERGIE, WUPPERTAL ; RUHR-UNIVERSITÄT BOCHUM, LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME UND ENERGIEWIRTSCHAFT, BOCHUM ; ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFFFORSCHUNG, STUTTGART/ULM ; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, FREIBURG ; BUNDESUMWELTMINISTERIUM (BMU) (Hrsg.): *Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen*. Version: 12. Mai 2004. www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/fachtagung-ee040512-05.pdf, Abruf: 27.11.2006
- [28] DÖRNEMANN, C. : *Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung für die Berechnung in Verteilnetzen*, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund, Diss., 30. November 1990
- [29] ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG (Hrsg.): *Offizielle SLP bei EnBW ab 1.1.2004 – (SLP) und Lastprognose HZI*. Version: 2003. <http://www.enbw.com/content/de/geschaeftskunden/netznutzer/%20netznutzung/lastprofile/index.php>, Abruf: 19.12.2003. Internetveröffentlichung im Excelformat. – Mittlerweile nicht mehr im Internet veröffentlicht
- [30] ENERGIEAGENTUR NRW – WISSENSPORTAL ENERGIE (Hrsg.): *EG01: Energetische Gebäudesanierung*. Version: November 2001. <http://eanrw.ibt.time4you.de/ibt/.ip/site/ip/home/indikatoren/texte/5.xhtml>, Abruf: 26.06.2006. Internetveröffentlichung

- [31] ETG ENERGIE-TECHNISCHE GESELLSCHAFT IM VDE (Hrsg.): *VDE Studie Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf*. Frankfurt a.M. : ETG im Eigenverlag, 2005
- [32] EUROPEAN COMMISSION – EC (Hrsg.): *Green Paper - Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*. Luxemburg : EC, 2001. – ISBN 92–894–0319–5
- [33] GEIGER, B. ; HELLWIG, M. : Gaslastprofile für nicht leistungsgemessene Kunden. In: *Brennstoff Wärme Kraft – BWK* Bd. Jg. 54 (2002)Heft 5. Springer-VDI Verlag, 2002, S. 56ff
- [34] HANDSCHIN, E. : *Elektrische Energieübertragungssysteme*. 2. Auflage. Hüthig Verlag, Heidelberg, 1987. – ISBN 3–7785–1401–6
- [35] HANDSCHIN, E. : *Skriptum zur Vorlesung Elektrischer Energietechnik im Sommersemester 2006*. Version: 2006. URL: <http://www.esw.e-technik.uni-dortmund.de>, Abruf: 28.11.2006
- [36] HANDSCHIN, E. ; HAUPTMEIER, E. ; HAUSE, D. ; WESSLING, J. : Asset Management and Survivability of Electric Energy Systems during Large Disturbances. In: *3rd International Workshop on Liberalisation and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management*. Irkutsk : IEEE PES German and Russian Chapters, August 14–18 2006
- [37] HAUPTMEIER, E. ; HANDSCHIN, E. : CHAPLOC – CHP in local communities – Überblick über die Vorbereitung. In: *Aus Forschung und Entwicklung – Mitteilungen der Forschungsstelle und des Forschungsbeirats der AGFW* Bd. 11 – Energetische Nutzung der Biomasse. Februar 2006. Frankfurt : Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. – AGFW, Februar 2006. – ISBN 3–89999–009–9, S. 277–292. – Forschungsantrag im Programm CONCERTO des 6. Forschungsrahmenprogramms der EU
- [38] HÖBEL, R. : *Methoden von Wohnungsbedarfsprognosen - Methodische Probleme und Hinweise zur Erstellung von Wohnungsbedarfsprognosen*. Version: April 1994. <http://www.inwis.de>, Abruf: 03.04.2006
- [39] HEINHOLD, L. : *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. 3. überarbeitete Auflage. Erlangen : Siemens AG, 1969
- [40] HEINHOLD, L. : *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. Bd. Teil I und II. 4. überarbeitete Auflage. Erlangen : Siemens AG, 1987
- [41] HELLWIG, M. : *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik im Institut für Energietechnik der Technischen Universität München, Diss., Mai 2003
- [42] HENNING GREMMER FÜR ABB CALOR EMAG SCHALTANLAGEN AG, ABB CALOR EMAG MITTELSPANNUNG GMBH (Hrsg.): *Schaltanlagen*. 10. Auflage. Cornelsen Verlag Berlin, 1999

- [43] HESSENENERGIE GESELLSCHAFT FÜR RATIONELLE ENERGIEENTZUG MBH (Hrsg.): *Mikrogasturbinen im Markt der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. Version: Juli 2004. <http://www.hessenenergie.de/Publikationen/2.Effiziente-ENutzung/INFOzuMGT-070704.pdf>, Abruf: 28.11.2006. Internetveröffentlichung
- [44] HOFMANN, K. ; EBEL, T. ; SPÄTH, R. : *Wohnungsmarktbeobachtung Nordrhein-Westfalen – Tabellenband 2005 – Daten zum Info*. 2005
- [45] HUANG, B. : *Stability of Distribution Systems with a Large Penetration of Distributed Generation*. Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund, Diss., 9. November 2006
- [46] IBS INGENIEURBÜRO FÜR HAUSTECHNIK SCHREINER/ENERGIEBERATUNG: *Energetische Zusammenhänge und Begriffe*. Version: 4 2006. http://energieberatung.ibs-hlk.de/ebenev_begr.htm, Abruf: April 2006. Internetveröffentlichung
- [47] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (Hrsg.): *World Energy Outlook 2005 - Executive Summary*. Version: November 2005. <http://www.iea.org/textbase/npsum/weo2005szm.pdf>, Abruf: 28.11.2006
- [48] JENDERNALIK, L. : *Elektrische Energieversorgung - Vorlesung an der Universität Dortmund*. Vorlesungsskript Wintersemester 2002/2003. RWE Net AG, 2003
- [49] KFW BANKENGRUPPE (Hrsg.): *Konditionen für Endkreditnehmer*. Version: Dez. 2006. <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger>, Abruf: 20.12.2006. Internetveröffentlichung
- [50] KOSCHORKE, W. ; PIRK, W. ; BÜNGER, U. ; ZERTA, M. ; MARSCHEIDER-WEIDMANN, F. ; ROSER, A. : *Brennstoffzellen und das Handwerk: Zum aktuellen Stand der Dinge*. Version: Oktober 2006. http://www.hpi-hannover.de/brennstoffzelle/10_seitenpapier_end-pdf
- [51] KRAMMER, T. : *Brennstoffzellenheizanlagen in der Hausenergieversorgung - Entwicklung von Instrumentarien zur Potenzialanalyse / Technische Universität München*. 1. Auflage. Herrsching : E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, 2001 (44). – Forschungsbericht
- [52] KRAUSE, O. : *The Emerging Communication Architecture in Electrical Energy Supply and its Implications*. In: *Proceedings of the CRIS DIGESEC Workshop*. Magdeburg : International Institute for Critical Infrastructures – CRIS, Dezember 2006
- [53] L-BANK – STAATSBANK FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG (Hrsg.): *Wohnungsmarktbeobachtung Baden-Württemberg*. Version: 10 2005. <http://www.uni-tuebingen.de/iaw/womo/pdf/WoMo2005.pdf>, Abruf: 28.11.2006. Internetveröffentlichung
- [54] LIPPERT, M. : *Energiewirtschaftsrecht, Gesamtdarstellung für Wissenschaft und Praxis*. Fachverlag Deutscher Wirtschaft, 2002. – ISBN 3–87156–501–6
- [55] MACHOWSKI, J. ; BIALEK, J. W. ; BUMBY, J. R.: *Power System Dynamics and Stability*. John Wiley and Sons, West Sussex, England, 1997. – ISBN 0 471 97174 (PPC)

- [56] MAGNAGO, F. H. ; ABUR, A. : A New Fault Location Technique for Radial Distribution Systems Based on High Frequency Signals. In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 1999* Bd. 1. IEEE, 1999, S. 426–431
- [57] MICHEL, M. : *Leistungselektronik – eine Einführung*. Berlin : Springer Verlag, 1996
- [58] MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, MITTELSTAND UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN (Hrsg.): *Modernisierungsprogramm voller Erfolg: Sanierungsrate mehr als verdoppelt/ Mehr als 50.000 zusätzliche Arbeitsplätze möglich*. Version: März 2006. http://www.wirtschaft.nrw.de/2000/2100/2120/200603/060330_01/index.php. Internetpressemittteilung des Ministeriums
- [59] MÖLLER, K.-P. ; GÜNTHER, M. : *Der Wohnungsmarkt in NRW bis 2015 – Bedarf, Nachfrage und Wohnungspolitische Implikationen*. Version: Juli 2003. <http://www.lbs.de/west/lbs/pics/upload/tfmedial/HBUAAUGaWpk.pdf>, Abruf: 28.11.2006. – Untersuchung im Auftrag der LBS Westdeutsche Landesbausparkasse
- [60] MOMBAUER, W. : *Netzzrückwirkungen von Niederspannungsgeräten – Spannungsschwankungen und Flicker, Theorie, Normung nach DIN EN 61000-3-3(VDE 0838-3):2002-05 und DIN EN 61000-3-11(VDE 0838-11):2001-4*. 11. Ausgabe. VDE Verlag GmbH Berlin Offenbach, 2006 (VDE-Schriftenreihe Nomen verständlich). – ISBN 978–3–8007–2806–0
- [61] NEUMANN, H. : *Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks*, Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Diss., April 2007. – Voraussichtliche Veröffentlichung im 2. Quartal 2007
- [62] PEHNT, M. : *Mikro-KWK und ihre Vernetzung*. Version: Januar 2005. http://www.ifeu.org/energie/pdf/3_Vortrag_Pehnt.pdf, Abruf: 27.11.2005
- [63] PEPONIS, G. ; PAPADOPOULUS, M. ; HATZIARGYRIOU, N. : Distribution Network Reconfiguration to Minimize Resistive Line Losses. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Bd. Vol. 10. IEEE, Juli 1995, S. 1338–1342
- [64] PIPATTANASOMPORN, M. ; RAHMAN, S. : Intelligent distributed autonomous power systems (IDAPS) and their impact on critical electrical loads. In: *Workshop Proceedings First IEEE International Workshop on Critical Infrastructure Protection*, 2005. – ISBN 0–7695–2426–5, S. 9ff
- [65] PITZ, V. ; HAUPTMEIER, E. ; SCHWAN, M. ; HORENKAMP, W. : Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen / Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. - FGH. Mannheim : FGH e.V, Oktober 2004 (298). – Bericht. – Eigenveröffentlichung der FGH
- [66] POWERPLUSTECHNOLOGIES GMBH (Hrsg.): *Datenblatt*. Version: Oktober 2005. <http://ecopower.de/fileadmin/20061004/Ecopower%2028Datenblatt%29.pdf>, Abruf: 30.11.2006. Internetveröffentlichung
- [67] RECKNAGEL ; SPRENGER ; SCHRAMEK: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser und Kältetechnik*. 72. Auflage. München, Wien : R. Oldenbourg Verlag, 2005. – ISBN 3–486–26534–2

- [68] REISSING, T. : *Dynamische Modelle der Lasten elektrischer Energieübertragungssysteme*, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund, Diss., 1983
- [69] SCHMITT, B. ; JUNG, P. : *Ganzheitliche Betrachtung der energetischen Holznutzung in Luxemburg*. Version: November 2003. Download von http://www.crte.lu/mmp/online/website/function/documentation/file_4643/crte-ael.holzenergiebericht.pdf, Abruf: 26.11.2006
- [70] SCHMITT, G. : *Schätzungen der Entwicklungskosten im Unified Software Development Process*. Darmstadt, Technische Universität Darmstadt, Diss., Juli 2002
- [71] SCHULTHEISS, F. ; WESSNIGK, K. D.: *Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*. Bd. II - Übertragungsberechnung. VEB-Verlag, 1971
- [72] SCHULZ, D. : *VDE Schriftenreihe Normen verständlich*. Bd. 115: *Netzurückwirkungen - Theorie, Simulation, Messung und Bewertung*. Berlin Offenbach : VDE Verlag GmbH, 2004. – ISBN 3–8007–2757–9
- [73] SENERTEC KRAFT WÄRME ENERGIESYSTEME (Hrsg.): *Technische Dokumentation DACHS HKA*. Schweinfurt, 2002. – Art. Nr. 01/4798 125 001
- [74] STADTWERKE GREIFSWALD (Hrsg.): *Preisblatt für die Nutzung von Elektrizitätsverteilungsnetzen (Netznutzungsentgelte NNE)*. Version: Januar 2006. <http://www.sw-greifswald.de/seite.php3?smid=237.238.176&klick=176&id=311&druck=ja>, Abruf: 30.11.2006. Internetveröffentlichung
- [75] ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR IM AUFTRAG DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE – ABTEILUNG FÜR ENERGIE- UND UMWELTECHNOLOGIEN (Hrsg.): *energytech.at - die Plattform für innovative Technologien in den Bereichen Erneuerbare Energie und Energieeffizienz*. Version: 2006. <http://www.energytech.at>, Abruf: 28.11.2006. Internetinformationsportal
- [76] STILLER, M. : *Globale Koordination von dezentralen Energieumwandlungsanlagen mit lokalen Prozessvisualisierungs- und Steuerungssystemen*, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund, Diplomarbeit, Mai 2001
- [77] SYNERGIEtec - OKOLOGISCHE ENERGIEN (SENERtec SERVICESTELLE BOCHUM): *Vertriebsveranstaltung am 29. März. 2006*. – persönliche Teilnahme
- [78] TALESKI, R. ; RAJICIC, D. : Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. Vol.12. IEEE, Februar 1997, S. 398–406
- [79] TEUPEN, J. : *Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen*, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund, Diss., Mai 1996
- [80] UPHAUS, F. : *Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen*, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund, Diss., Mai 2006

- [81] VDEW, V. der Netzbetreiber VDN e.V. b. ; VERBAND DEUTSCHER NETZBETREIBER – VDN (Hrsg.): *VDN-Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2005*. Version: 1. Ausgabe, August 2006. <http://www.vdn-berlin.de/versorgungsqualitaet.asp>, Abruf: 2.11.2006. Internetveröffentlichung
- [82] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E.V. - VDI (Hrsg.): *VDI6012 Teile 1-4 – Normenreihe Dezentrale Energiesysteme im Gebäude*. Berlin Wien Zürich : Beuth Verlag,
- [83] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E.V. – VDI (Hrsg.): *VDI 2067 Blatt 2: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen – Raumheizung*. Dezember 1993. – Nachfolge Blatt 10
- [84] VERBAND DEUTSCHER NETZBETREIBER – VDN (Hrsg.): *Schadenstatistik 94-01*. Version: Mai 2004. http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/zuvkenndaten_1994-2001.xls, Abruf: 03.11.2006
- [85] VERBAND DER ELEKTRIZITÄTWERKE E.V. – VDEW: *Singles brauchen mehr Strom*. Internetveröffentlichung des VDEW e.V. <http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset3?ReadForm&Seitel=/wysstr/stromwys.nsf/Seiten/blanc.html?OpenDocument&Seite2=http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunkt2Lookup/95587DA03BF996F5C1256F8F0053448F?OpenDocument&>. Version: 24. Januar 2005, Abruf: 28.11.2006. – Basisquelle: Fachverband für Energiemarketing und Anwendung (HEA) e.V. beim VDEW auf Basis der VDEW Haushaltskundenbefragung 2000
- [86] VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT - VDEW - E.V. (Hrsg.): *Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz – TAB 2000*. Frankfurt am Main : VDEW Verlag, 2000. – ISBN 3–08022–0616–9
- [87] VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT - VDEW - E.V. UND VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN - E.V. (Hrsg.): *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz mit VDN-Ergänzungen, Stand September 2001*. 4. Ausgabe 2001. VDEW Energieverlag GmbH http://www.wemag.com/downloads/eigenerzeugungsanlagen_niederspannungsnetz.pdf. – ISBN 3–8022–0838–2
- [88] VERBAND DEUTSCHER NETZBETREIBER – VDN (Hrsg.): *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen*. VDEW Energieverlag, 2005. – CD-Rom-Version
- [89] VEREINIGUNG DER METALLBERUFSGENOSSENSCHAFTEN (Hrsg.): *BGI 548 Elektrofachkräfte (bisher ZH 1/95)*. Version: 2005. <http://www.vmbg.de/service/druckschriften/bgi548.pdf>, Abruf: 3.11.2006. Internetveröffentlichung unter Kooperation des HVBG mit dem Carl Heymanns Verlag
- [90] VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTWERKE – VDEW (Hrsg.): *Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze*. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH – VDEW, 1984. – ISBN 3–8022–0073–X

- [91] VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE - VDEW - E.V (Hrsg.): *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. 2. Auflage. VDEW Verlag <http://www.stadtwerke-pforzheim.de/download/eigenerzeugung-am-mittelspann.pdf>. – ISBN 3-8022-0584-7
- [92] VERHOEVEN, B. ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (Hrsg.): *Probability of Islanding in Utility Networks due to Grid Connected Photovoltaic Power Systems*. Version: 2002. <http://www.iea.org>, Abruf: 2.11.2006 (Impelenting Agreement on Photovoltaic Power Systems Task V - Grid Connection of Building Integrated and other Dispersed Photovoltaic Power Systems IEA PVPS T5-07 : 2002)
- [93] VESER, J. ; JAEDICKE, W. ; HÖSS, S. ; IFS INSTITUT FÜR STADTFORSCHUNG UND ENTWICKLUNG GMBH (Hrsg.): *Entwicklung des Wohnungsbedarfs in den Wohnungsmarktregionen in Nordrhein-Westfalen bis 2014*. Version: 2001. <http://www.immobilien-reken.de/sbwl/wmarkt.pdf>, Abruf: 03.04.2006
- [94] VESER, J. ; THRUN, T. ; JAEDICKE, W. ; INSTITUT FÜR STADTFORSCHUNG UND STRUKTURPOLITIK(IFS) GMBH (Hrsg.): *Wohnungsmarktprognose für Schleswig-Holstein bis 2020 im Auftrag des Innenministeriums Schleswig Holstein*. Version: Oktober 2005. http://landesregierung.schleswig-holstein.de/coremedia/generator/Aktueller_20Bestand/IM/Bericht_20_2F_20Gutachten/PDF/Wohnungsmarktprognose_202,property=pdf.pdf, Abruf: 12.06.2006
- [95] VGB POWERTECH (Hrsg.): *Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2005*. Version: 2005. <http://www.vgb.org>, Abruf: 15.09.2006. Internetveröffentlichung
- [96] VIESSMANN (Hrsg.): *Fachreihe Heizungsmodernisierung - Heizungsmodernisierung spert Brennstoff und schont die Umwelt*. Version: 2003. [http://www.viessmann.de/web/germany/de_publish.nsf/AttachmentsByTitle/fr-heizungsmodernisierung.pdf/\\\$FILE/fr-heizungsmodernisierung.pdf](http://www.viessmann.de/web/germany/de_publish.nsf/AttachmentsByTitle/fr-heizungsmodernisierung.pdf/\$FILE/fr-heizungsmodernisierung.pdf), Abruf: 04.04.2006
- [97] WIESNER, T. : *Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieumwandlungsanlagen in elektrische Verteilnetze*. Reihe 21. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2001 (Fortschr.-Ber. VDI Nr. 313). – ISBN 3-18-331321-9. – Dissertation am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Universität Dortmund
- [98] WORLD ENERGY COUNCIL (WEC) (Hrsg.): *WEC Survey of Energy Resources 2001-Natural Gas*. Version: 2005. <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/gas/gas.asp?mode=print&x=22&y=15>, Abruf: 19.12.2005