

Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft

Untersuchung im Auftrag der

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Abschlussbericht

20.11.2006

**CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH**

Krantzstraße 7
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

**Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft (IAEW) der
RWTH Aachen**

Schinkelstraße 6
D-52056 Aachen

**Rechenzentrum für
Versorgungsnetze Hartl/Wehr**

Oberbilker Allee 203
D-40227 Düsseldorf

Frontier Economics Limited

Wolfsstraße 1
D-50667 Köln

Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft

Untersuchung im Auftrag der

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Abschlussbericht

20.11.2006

**CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH**

Krantzstraße 7
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

**Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft (IAEW) der
RWTH Aachen**

Schinkelstraße 6
D-52056 Aachen

**Rechenzentrum für
Versorgungsnetze Hartl/Wehr**

Oberbilker Allee 203
D-40227 Düsseldorf

Frontier Economics Limited

Wolfsstraße 1
D-50667 Köln

Inhalt

Abkürzungen	v
1 Einleitung	1
2 Grundkonzept der Analytischen Kostenmodelle	3
3 Anwendungsmöglichkeiten	7
3.1 Anwendungsmöglichkeiten im Rahmen der Anreizregulierung	7
3.2 Anwendbarkeit auf Netze der überregionalen Transportebene	11
3.2.1 Einsatz der Referenznetzanalyse für Höchstspannungsnetze	12
3.2.2 Einsatz der Referenznetzanalyse für Gas-Fernleitungsnetze	14
3.3 Grenzen der Anwendbarkeit	15
3.4 Internationale Erfahrungen mit Analytischen Kostenmodellen	17
3.4.1 Auswertung im Überblick	18
3.4.2 Betrachtung ausgewählter Länder	18
3.4.2.1 Österreich	19
3.4.2.2 Schweden	19
3.4.2.3 Spanien	20
3.4.2.4 Chile	21
3.4.2.5 Großbritannien	21
3.4.2.6 Dänemark	22
4 Einfluss der Netz-Altersstruktur und anderer Faktoren	24
4.1 Eigenschaften der Ergebnisse Analytischer Kostenmodelle	24
4.2 Herausforderungen im Regulierungskontext	25
4.2.1 Unternehmensindividueller Vergleich	25
4.2.2 Relativer Unternehmensvergleich	28
4.3 Grundsätzliche Lösungsansätze	31
4.3.1 Relevanz der historischen Altersstruktur der Anlagen	31
4.3.2 Regulierungspolitische Handlungsoptionen	33
4.4 Zusammenfassung	36

5	Modellnetzanalyse – Modellierung und Umsetzung	38
5.1	Modellierungsansatz	38
5.1.1	Grundsätzliches	38
5.1.2	Modellierung der Versorgungsaufgabe	39
5.1.2.1	Teilgebietsansatz	41
5.1.2.2	Eingangsgrößen zur Beschreibung des Lastmodells	42
5.1.3	Planungsvorgaben	45
5.1.4	Netzauslegung	48
5.1.5	Diskrete vs. kontinuierliche Modellierung	50
5.1.6	Kostenermittlung	51
5.1.7	Gasnetzspezifische Modellierungsansätze	52
5.1.7.1	Versorgungsaufgabe	52
5.1.7.2	Planungsvorgaben	53
5.1.8	Stromnetzspezifische Modellierungsansätze	55
5.1.8.1	Versorgungsaufgabe	55
5.1.8.2	Planungsvorgaben	56
5.2	Umsetzung	58
5.2.1	Teilgebietskonzept	58
5.2.2	Kostenermittlung	59
5.2.2.1	Berechnung annuitätischer Kosten	59
5.2.2.2	Zuordnung von spezifischen Kostenansätzen	60
5.2.2.3	Vorgaben zum realen Anlagen-Mengengerüst	61
6	Referenznetzanalyse – Modellierung und Umsetzung	62
6.1	Modellierungsansatz	62
6.1.1	Grundsätzliches	62
6.1.2	Referenznetzanalyse für Gasnetze	63
6.1.3	Referenznetzanalyse für Stromnetze	65
6.2	Umsetzung	67
6.2.1	Grundsätzliches	68
6.2.1.1	Genetische Algorithmen	68
6.2.1.2	Berücksichtigung von Nebenbedingungen	71
6.2.1.3	Anwendung Genetischer Algorithmen in der Grundsatzplanung	72

6.2.2	Referenznetzanalyse für Gasnetze	74
6.2.2.1	Parametrierung Genetischer Algorithmen	74
6.2.2.2	Einhaltung technischer Mindestanforderungen	76
6.2.2.3	Lokale Suche zur Ermittlung von Strukturverbesserungen	83
6.2.3	Referenznetzanalyse für Stromnetze – Hoch- und Höchstspannung	84
6.2.3.1	Parametrierung Genetischer Algorithmen	85
6.2.3.2	Einhaltung technischer Mindestanforderungen	87
6.2.3.3	Lokale Suche zur Ermittlung von Strukturverbesserungen	92
6.2.4	Referenznetzanalyse für Stromnetze – Mittelspannung	94
6.2.4.1	Verfahrensübersicht	95
6.2.4.2	Parametrierung des Verfahrens	100
6.2.4.3	Einhaltung technischer und struktureller Mindestanforderungen	101
6.2.5	Referenznetzanalyse für Stromnetze – Niederspannung	103
6.2.5.1	Codierung von Niederspannungsnetzen	104
6.2.5.2	Prüfung der technischen Randbedingungen	104
6.2.5.3	Algorithmen zur Beschleunigung der Konvergenz	107
7	Spezifische Kostenansätze für die Modellparametrierung	110
7.1	Vorbemerkungen	110
7.2	Investitionskostenansätze für Gasnetze	111
7.3	Investitionskostenansätze für Stromnetze	113
7.4	Betriebskostenansätze für Gas- und Stromnetze	117
8	Ergebnisse exemplarischer Untersuchungen	118
8.1	Modellnetzanalyse für Gas- und Stromnetze	118
8.2	Referenznetzanalyse für Gasnetze	121
8.3	Referenznetzanalyse für Stromnetze	125
8.3.1	Hoch- und Höchstspannungsebene	125
8.3.2	Mittelspannungsebene	127
8.3.3	Niederspannungsebene	133
9	Modellbasierte Kostentreiberanalyse	137
9.1	Vorbemerkungen	137
9.1.1	Aufgabenstellung und Methodik	137

9.1.2	Abgrenzung des Begriffs Kostentreiber	138
9.1.3	Kategorisierung von Kostentreibern	139
9.2	Kostentreiber im Bereich der Versorgungsaufgabe	143
9.2.1	Zahl der Anschlusspunkte	143
9.2.2	Höhe der Last	146
9.2.2.1	Grundsätzliche Betrachtung	146
9.2.2.2	Lastzuwachs in einem bestehenden Hochspannungsnetz	149
9.2.2.3	Niederspannungs-Lastszenarien mit und ohne Gasversorgung	150
9.2.2.4	Schlussfolgerungen	153
9.2.3	Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasnetzen	154
9.2.4	Erzeugungsanlagen in Stromnetzen	157
9.2.4.1	Erzeugungsanlage im Hochspannungsnetz	158
9.2.4.2	Dezentrale Erzeugung im Mittelspannungsnetz	162
9.2.4.3	Auswirkungen auf überlagerte Netzebenen	170
9.2.4.4	Schlussfolgerungen	170
9.2.5	Leistungsanschlüsse	171
9.2.6	Inhomogenität der Versorgungsaufgabe	174
9.2.7	Historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe	176
9.2.7.1	Pfadabhängige Optimierung mittels RNA	177
9.2.7.2	Beispieluntersuchung: Lastentwicklung in Ostdeutschland	179
9.3	Erkenntnisse zur Mengenabhängigkeit der Netzkosten	187
9.4	Kostentreiber im Bereich der Planungsvorgaben	190
9.4.1	Einfluss der Stationsdimensionierung	190
9.4.2	Bewertung von Zwischenspannungsebenen	192
10	Zusammenfassung	196
	Literatur	202

Abkürzungen

GDRA	Gasdruckregelanlage
GIS	Grafisches Informationssystem
HD	Hochdruck
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MD	Mitteldruck
MNA	Modellnetzanalyse
MS	Mittelspannung
ND	Niederdruck
NS	Niederspannung
RNA	Referenznetzanalyse

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) hat im Rahmen der Entwicklung eines Konzepts für die Anreizregulierung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber verschiedene Gutachtens- und Beratungsaufträge zu methodischen und sonstigen Aspekten der Anreizregulierung vergeben. Wir, das Konsortium bestehend aus CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (Consentec), Aachen, dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, dem Rechenzentrum für Versorgungsnetze Hartl/Wehr (RZVN), Düsseldorf, und Frontier Economics Ltd., London/Köln, haben im Oktober 2005 von der BNetzA den Auftrag zu einer Untersuchung zum Thema „Analytische Kostenmodelle in der Energiewirtschaft, Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft“ erhalten. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind Gegenstand des vorliegenden Berichts.

Analytische Kostenmodelle (AKM) dienen dazu, Erkenntnisse über das effiziente Kostenniveau von Netzbetreibern und über Zusammenhänge zwischen den Netzkosten und wesentlichen Einflussfaktoren auf analytischem Weg durch rechnergestützten Entwurf kostenoptimaler Netze und deren kostenmäßige Bewertung zu gewinnen. Hierdurch können Zusammenhänge untersucht werden, die einer empirischen Betrachtung nur schwer oder mit großem Aufwand zugänglich sind oder deren empirische Untersuchung analytisch untermauert oder auf Plausibilität überprüft werden soll. Die BNetzA wendet AKM bereits seit mehreren Jahren für die Regulierung im Telekommunikationssektor an. Im Ausland werden solche Modelle verschiedentlich u. a. bei der Regulierung der Stromnetzbetreiber eingesetzt.

Da AKM – wie jedes Modell – die realen Verhältnisse zwangsläufig vereinfacht nachbilden, hängen die Anforderungen an die Modellgenauigkeit wie auch die grundsätzliche Beurteilung der Anwendbarkeit davon ab, welche Aufgabenstellung im Einzelfall verfolgt wird. Wie sich in vergangenen Untersuchungen gezeigt hat, ist das Spektrum der Anwendungsmöglichkeiten von AKM so breit, dass je nach Aufgabenstellung unterschiedliche Modellierungsansätze geeignet erscheinen. Um dem Rechnung zu tragen, erstreckt sich die vorliegende Untersuchung auf zwei Modellierungsansätze,

- zum einen die stark abstrahierende und daher eher für grundsätzliche oder überschlägige Untersuchungen geeignete Modellnetzanalyse (MNA) und

- zum anderen die deutlich detailgenauere, damit aber auch aufwändigere Referenznetzanalyse (RNA; von der BNetzA zunächst auch als Vergleichsnetzanalyse bezeichnet), mit der konkrete und prinzipiell realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete unter Berücksichtigung einzelfallspezifischer Randbedingungen ermittelt werden können.

Die Aufgabenstellung dieser Untersuchung umfasst neben der Begutachtung der Anwendbarkeit von AKM für unterschiedliche Zwecke im Rahmen der Anreizregulierung die Entwicklung von Modellierungsansätzen für die MNA und die RNA, jeweils separat für Strom- und Gasnetze, die Entwicklung entsprechender Software-Werkzeuge und deren Übergabe an die BNetzA einschließlich Bedienungshandbüchern und Schulungsmaßnahmen sowie die Anwendung der Modelle für eine modellbasierte Kostentreiberanalyse und für verschiedene exemplarische Untersuchungen.

Gegenstand des vorliegenden Berichts sind

- das methodische Grundkonzept der AKM (Kapitel 2) und ihre Anwendungsmöglichkeiten im Rahmen der Anreizregulierung in Deutschland (Kapitel 3) einschließlich einem Überblick über internationale Anwendungserfahrungen sowie weiterführende Überlegungen zur speziellen Problematik der Berücksichtigung von Einflussfaktoren wie der Netz-Altersstruktur bei der Anreizregulierung im Zusammenhang mit der Anwendung von AKM (Kapitel 4),
- Ausführungen zu den für die Modellnetzanalyse (Kapitel 5) und Referenznetzanalyse (Kapitel 6) entwickelten Modellierungsansätzen und der rechentechnischen Umsetzung (ohne detaillierte Erläuterungen zur Bedienung der Software-Werkzeuge, da diese Gegenstand der Bedienungshandbücher sind) sowie grobe Anhaltswerte für spezifische Kostenansätze als Orientierung für die Parametrierung der Modelle (Kapitel 7), und
- die Ergebnisse exemplarischer Untersuchungen unter Anwendung der entwickelten Modelle (Kapitel 8) und der im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten modellbasierten Kostentreiberanalyse (Kapitel 9).

Wir haben im Laufe dieser Untersuchung auf Wunsch der BNetzA zu verschiedenen speziellen Aspekten des Untersuchungsgegenstands in schriftlicher Form Stellung genommen. Die wesentlichen Aussagen dieser Notizen und Stellungnahmen sind in den vorliegenden Bericht eingeflossen.

2 Grundkonzept der Analytischen Kostenmodelle

Analytische Kostenmodelle (AKM) im hier zugrunde gelegten Begriffsverständnis verfolgen grundsätzlich das Ziel, den für die Versorgung der Strom- bzw. Gaskunden in einem betrachteten Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung erforderlichen Mindestbestand an Netzanlagen und die damit bei effizienter Errichtung und Betriebsweise verbundenen Netzkosten zu ermitteln [1, 2, 3]. Hierzu bilden sie – je nach Modellierungsansatz mit unterschiedlicher Detailgenauigkeit – den Prozess der Netzplanung ab.

(In einem erweiterten Begriffsverständnis könnten auch Modelle, die für einen *gegebenen* Bestand an Netzanlagen die *hierfür* effizienten Netzkosten ermitteln, als AKM bezeichnet werden. Solche Modelle können auch dahingehend erweitert werden, dass die konkrete Situation eines Netzbetreibers im Hinblick auf kalkulationsrelevante Einflüsse wie die Altersstruktur der Netzanlagen (siehe hierzu Kapitel 4) berücksichtigt und darauf aufbauend der zu erwartende zeitliche Verlauf der Netzkosten ermittelt wird. Wie der Überblick über internationale Anwendungserfahrungen (Abschnitt 3.4) zeigt, werden auch Modelle dieser Art verschiedentlich für Regulierungszwecke eingesetzt. Bei der vorliegenden Untersuchung legen wir jedoch das oben genannte Begriffsverständnis zugrunde, wonach AKM die Ermittlung des effizienten Netzanlagenbestands umfassen, nicht jedoch die Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Netzkosten unter Berücksichtigung von Netz-Altersstruktur etc.)

Der stärker abstrahierende Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) [4, 5, 6, 7] weist einen vergleichsweise geringen Datenbedarf auf und ist in der Lage, grundsätzliche Wirkungszusammenhänge aufzuzeigen und zu quantifizieren sowie das für eine Versorgungsaufgabe minimal benötigte Anlagen-Mengengerüst näherungsweise zu ermitteln. Zur Erhöhung der Modellgenauigkeit kann es je nach Aufgabenstellung erforderlich sein, reale Versorgungsgebiete für die Anwendung der MNA in Teilgebiete aufzuteilen, diese einzeln zu untersuchen und die Ergebnisse anschließend zur Gewinnung von Ergebnissen für das gesamte Gebiet aufzusummieren.

Die erheblich detailgenauere Referenznetzanalyse (RNA) [8, 9] ist hingegen bei entsprechend höherem Datenbedarf in der Lage, konkrete und prinzipiell realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete zu entwerfen. Sie ermöglicht damit einen genaueren Vergleich mit realen Netzen unter Berücksichtigung einzelfallspezifischer Randbedingungen.

Beide Modellierungsansätze bauen auf einer geeigneten Beschreibung der „Versorgungsaufgabe“ eines Netzbetreibers auf. Unter diesem Begriff werden alle für die Netzgestaltung relevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Merkmale des Versorgungsgebiets wie die kundenseitigen Anforderungen (Anschlusspunkte, Leistungs- und Energiebedarf bzw. -einspeisung) und Gebietseigenschaften wie mögliche Leitungstrassen, mögliche Standorte für Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen, Bodeneigenschaften etc. zusammengefasst. Die betrachtete Versorgungsaufgabe kann je nach Aufgabenstellung einer AKM-Anwendung das Versorgungsgebiet eines konkreten Netzbetreibers widerspiegeln oder auch fiktiv, aber in wesentlichen Merkmalen an realen Verhältnissen orientiert sein.

Die bestehende Netzkonfiguration in einem betrachteten Versorgungsgebiet wird beim Entwurf eines Modell- oder Referenznetzes nicht berücksichtigt, da sie grundsätzlich – wenn auch nur langfristig – vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Es wird somit eine „Grüne-Wiese“-Situation unterstellt. Um die Auswirkungen der historischen Entwicklung der Versorgungsaufgabe zu untersuchen, können jedoch mehrere Modelluntersuchungen für unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sukzessive durchgeführt und die Ergebnisse jeweils zur Vorgabe für nachgelagerte Untersuchungsschritte gemacht werden (siehe exemplarische Untersuchungen hierzu; Abschnitt 9.2.7).

Bei der Modellierung müssen praxisübliche technische Nebenbedingungen und Planungsvorgaben (z. B. Netzstruktur, Stationsaufbau und Anlagen-Eigenschaften) sowie anlagentypspezifische Investitions- und Betriebskostenansätze, d. h. Anlagen- und sonstige Faktorpreise (bei Stromnetzen auch Beschaffungspreise für Verlustleistung und -arbeit) berücksichtigt werden, um den unterstellten Prozess der Neuplanung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe adäquat abbilden zu können. Diese Eingangsgrößen können je nach Versorgungsaufgabe unterschiedlich sein.

Der Schritt der „Netzoptimierung“ (Bild 2.1) liefert somit das kostenoptimale Modell- oder Referenznetz für die betrachtete Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen. Dabei interessiert für die Anwendung im Rahmen der Anreizregulierung in der Regel nur das nach Anlagentypen aufgeschlüsselte Anlagen-Mengengerüst des Modell- oder Referenznetzes (und bei Stromnetzen die Höhe der Netzverluste), nicht jedoch die Topologie des Netzes.

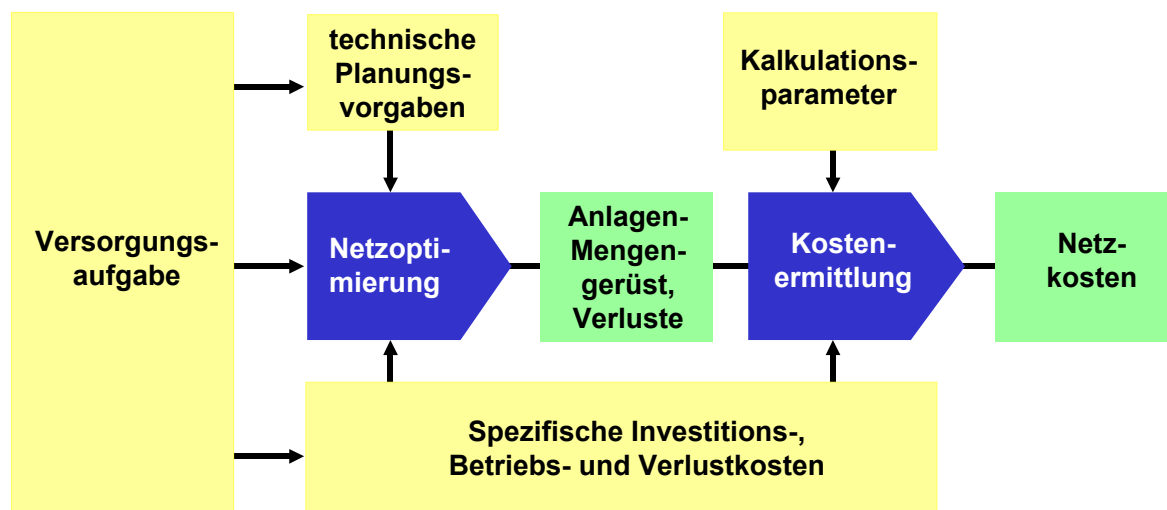


Bild 2.1: Grundsätzliche Modellstruktur Analytischer Kostenmodelle

Auf dieser Grundlage können die mit dem entworfenen Netz verbundenen Kosten ermittelt werden. Dabei werden, entsprechend der bei der Netzplanung üblichen Vorgehensweise, mittels Annuitätsmethode die durchschnittlichen Jahreskosten auf Basis von Tagesneuwerten und unter Annahme einer zyklischen Anlagen-Erneuerung nach Ablauf der jeweiligen Nutzungsdauer bestimmt. Hierbei kommen wiederum die nach Anlagentypen differenzierten spezifischen Investitions- und Betriebskostenansätze zum Einsatz, die den heutigen Stand der Anlagen- und sonstigen Faktorpreise reflektieren.

Die so ermittelten Netzkosten können allerdings nicht direkt mit den nach den Vorschriften der Netzentgeltverordnungen (StromNEV und GasNEV) kalkulierten Kosten verglichen werden, da letztere unter anderem von der Altersstruktur des realen Netzes, der historischen Entwicklung der Anlagen- und sonstigen Faktorpreise, den tatsächlich verwendeten Abschreibungsdauern sowie der Aktivierungspraxis des Netzbetreibers abhängen und somit – im Gegensatz zu den annuitätischen Kosten des Modell- oder Referenznetzes – selbst bei gleichbleibendem Anlagenbestand und Nichtberücksichtigung der allgemeinen Preisentwicklung zeitlichen Schwankungen unterliegen können. Mit der Rolle dieser Einflussfaktoren befassen wir uns in Kapitel 4.

Daneben ist zu berücksichtigen, dass die durch AKM ermittelten Netzkosten nur die unmittelbar anlagenbezogenen Kostenelemente umfassen, nicht jedoch Kosten für Verwaltung, Kundenbetreuung, Systemdienstleistungen (z. B. Frequenzhaltung in Stromnetzen) etc.

Ausgehend von den Netzkosten eines Modell- oder Referenznetzes könnten grundsätzlich in einem weiteren Schritt unter Berücksichtigung des Absatz-Mengengerüsts und der Vorschriften für die Entgeltkalkulation kostenbasierte Netzentgelte ermittelt werden. Dieser Berechnungsschritt ist in den für diese Untersuchung entwickelten Modellen jedoch nicht abgebildet.

3 Anwendungsmöglichkeiten

3.1 Anwendungsmöglichkeiten im Rahmen der Anreizregulierung

Analytische Kostenmodelle können für unterschiedliche Aufgabenstellungen im Rahmen der Entwicklung und Parametrierung der Anreizregulierung eingesetzt werden. Bild 3.1 gibt einen Überblick über mögliche und teilweise im Ausland bereits praktizierte Anwendungen. Eingehendere Ausführungen zu internationalen Erfahrungen finden sich in Abschnitt 3.4.

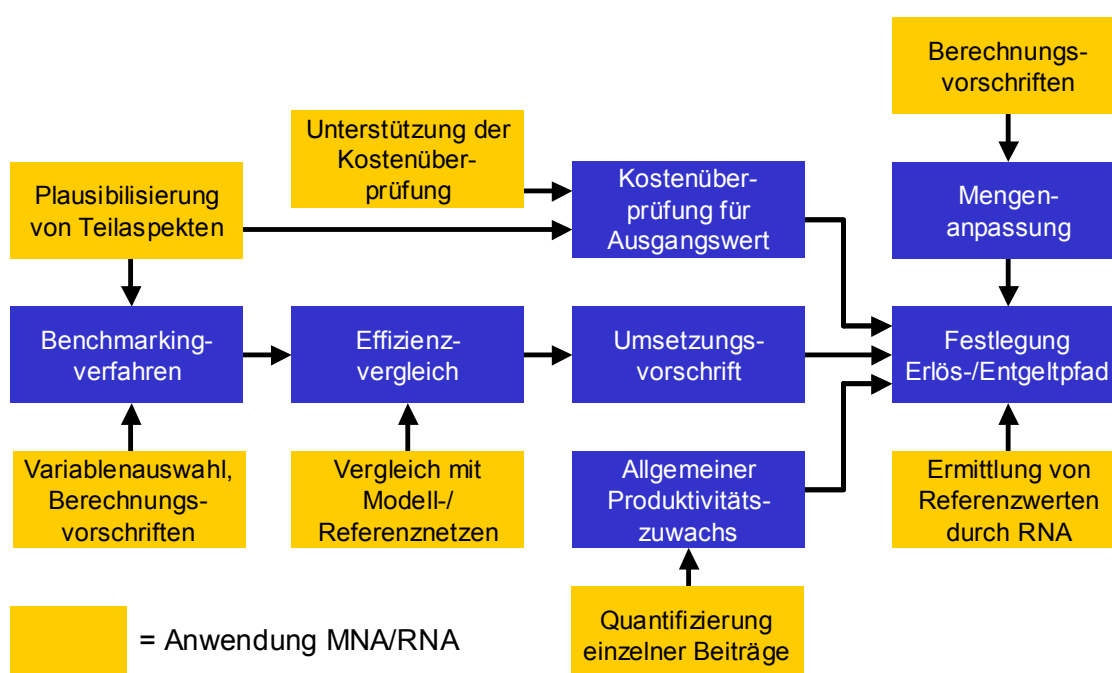


Bild 3.1: Anwendungsmöglichkeiten der Modell- und Referenznetzanalyse bei der Anreizregulierung

Für verschiedene Schritte bei der Entwicklung der Anreizregulierung müssen Zusammenhänge zwischen den Netzkosten und bekannten oder vermuteten Einflussfaktoren grundsätzlich untersucht werden, d. h. nicht in Bezug auf einen einzelnen Netzbetreiber. Hierfür können AKM eingesetzt werden, indem Modell- oder Referenznetze für fiktive oder beispielhafte reale Versorgungsaufgaben ermittelt und dabei Eingangsgrößen, die die betrachteten Einflussfaktoren reflektieren, systematisch variiert werden. Aus der mit dieser Variation verbundenen Änderung der Anlagen-Mengengerüste und/oder Kosten der Modell- oder Referenznetze

lassen sich Erkenntnisse über die Signifikanz und die funktionale Form der untersuchten Zusammenhänge gewinnen. Untersuchungen dieser Art können dazu dienen,

- die Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für einen Unternehmensvergleich durch Benchmarking-Verfahren zu unterstützen; Ziel ist dabei, signifikante Kenngrößen (Variablen) zur Beschreibung wesentlicher exogener, d. h. vom Netzbetreiber nicht beeinflussbarer Einflussfaktoren zu identifizieren und dabei die Verwendung redundanter Eingangsgrößen auszuschließen, sowie ggf. Berechnungsvorschriften für die Verarbeitung entsprechender Eingangsdaten (z. B. zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe) zu ermitteln (siehe Ausführungen zur modellbasierten Kostentreiberanalyse, Kapitel 9);
- Vorschriften für die Anpassung des für eine Regulierungsperiode festgelegten Erlös- oder Entgeltpfades an Änderungen des Absatz-Mengengerüsts abzuleiten und hierfür den Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Arten der Absatz-Mengenänderung (z. B. Nachfrageänderung bei Bestandskunden, Gebietserweiterung oder – bei Gasnetzen – Erhöhung des Anschlussgrades im erschlossenen Gebiet) und den Netzkosten zu quantifizieren (siehe Abschnitt 9.3);
- als Beitrag zum allgemeinen Produktivitätszuwachs in der Netzbranche zu untersuchen, welche Kosteneinsparungen sich durch Berücksichtigung neuer Erkenntnisse oder neuer Technologien bei der Netzgestaltung ergeben können, oder
- Einzelaspekte im Hinblick auf die Relevanz von Einflussfaktoren auf die Netzkosten im Zusammenhang mit der Effizienzbewertung (Benchmarking) oder der Überprüfung des Ausgangswertes für Erlöse bzw. Entgelte zu untersuchen, etwa
 - den Einfluss historischer Entwicklungen im Bereich der Versorgungsaufgabe wie z. B. die sukzessive Gebietserschließung, wesentliche Laständerungen, die Evolution der Netzplanungsprinzipien und Anlagen-Technologien etc. (siehe Abschnitt 9.2.7) oder
 - die Relevanz bestimmter Substitutionsmöglichkeiten zwischen Kapital- und Betriebskosten.

Um den Kosteneinfluss historischer Entwicklungen mit den grundsätzlich auf dem „Grüne-Wiese-Ansatz“ beruhenden Modellen untersuchen zu können, müssen die Modelle für unterschiedliche Zeitpunkte, die die betrachtete historische Entwicklung reflektieren, sukzessive angewandt werden. Dabei müssen die Ergebnisse der Netzoptimierung zeitlich vorge-

lagerter Schritte (also die zu einem früheren Zeitpunkt getroffenen Entscheidungen zur Netzauslegung) bei nachgelagerten Schritten als feste Vorgaben berücksichtigt werden.

In Bezug auf konkrete Netze können AKM eingesetzt werden, um die Angemessenheit der Anlagen-Mengengerüste und/oder der Netzkosten bzw. einzelner Kostenelemente (z. B. der Kapitalkosten) von einzelnen oder allen Netzbetreibern zu beurteilen. Bei solchen Anwendungen ist danach zu unterscheiden, ob die Ergebnisse der Modellanwendung in ihrer absoluten Höhe für den einzelnen Netzbetreiber oder nur in ihrer Relation zueinander im Vergleich unterschiedlicher Netzbetreiber ausgewertet werden:

- Grundsätzlich können die durch AKM ermittelten Netzkosten (unter zusätzlicher Berücksichtigung der von den AKM nicht abgebildeten Kostenelemente wie Verwaltungs- und Kundenbetreuungskosten etc.) als *absolute* Referenzwerte bei der Festlegung des Erlös- oder Entgeltpfades verwendet werden. Diese Anwendung stellt höchste Ansprüche an die Modellgenauigkeit, so dass hierfür nicht die MNA, sondern nur die RNA eingesetzt werden kann. Sie setzt zudem voraus, dass alle Parameter wie z. B. die spezifischen Kostenansätze und Zuschlagsfaktoren sehr genau und hinreichend differenziert (etwa nach Anlagentypen und Gebietseigenschaften) besetzt werden.

Diese Anforderungen sind jedoch in einer Branche mit einer großen Zahl von Netzbetreibern schwer zu erfüllen, wenn bei der Parametrierung im Zweifelsfall nicht auf die tatsächlichen Kostenverhältnisse einzelner Netzbetreiber zurückgegriffen werden kann. Daneben ist zu beachten, dass die RNA – in Abhängigkeit von den bereitgestellten Eingangsdaten – unter Umständen nicht alle für die Netzauslegung relevanten Einflüsse berücksichtigt, so dass sich ein in der Praxis auch durch effiziente Netzbetreiber nicht erreichbares optimales Kostenniveau ergeben kann. Dies gilt vor allem bei Nichtberücksichtigung historischer Entwicklungen z. B. der Versorgungsaufgabe.

Aus diesen Gründen wie auch angesichts des erheblichen Aufwands, den eine „flächendeckende“ Anwendung der RNA mit diesem Genauigkeitsanspruch bei Datenerfassung, Parametrierung und Berechnung auslösen würde, kommt diese Vorgehensweise unseres Erachtens nicht als primäre Methode zur Bestimmung der regulierten Erlös-/Entgeltniveaus im deutschen Strom- oder Gassektor in Frage. Die (absoluten) Kostenergebnisse der AKM können jedoch als *ergänzende* Information insbesondere bei Einzelfallbetrachtungen neben anderen Methoden zur Analyse von Erlös- oder Entgeltniveaus genutzt werden.

- Als deutlich robuster sind die (absoluten) Ergebnisse der AKM im Hinblick auf die *Anlagen-Mengengerüste* anzusehen. Sie können z. B. als zusätzliche Information bei der Kostenüberprüfung für die Ermittlung von Ausgangswerten für Erlös- oder Entgeltpfade eingesetzt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass infolge der historischen Entwicklung der Versorgungsaufgaben und durch notwendige Vereinfachungen bei der Modellbildung regelmäßig eine gewisse Abweichung zwischen den realen und den durch AKM ermittelten optimalen Anlagenbeständen auftreten wird, die nicht als Ineffizienz zu interpretieren ist. Daneben ist zu beachten, dass speziell bei Anwendung der MNA insbesondere für die unteren Netzebenen möglichst nach Teilgebieten differenzierte Daten verwendet werden sollten, um die Modellgenauigkeit gegenüber einer auf das Gesamtgebiet eines Netzbetreibers bezogenen Analyse zu verbessern.
- Die *relativen* Verhältnisse der Anlagen-Mengengerüste oder Kosten der Modell- oder Referenznetze für unterschiedliche Netzbetreiber können – ergänzend oder alternativ zu Benchmarking-Verfahren – zur Unterstützung des Effizienzvergleichs der Unternehmen eingesetzt werden. Hierzu werden die relativen Abweichungen zwischen den realen und den durch das Modell ermittelten Anlagenmengen (Leitungslängen etc.) oder Kosten ermittelt. Hiervon wird anschließend die bei dem Unternehmen mit der geringsten Abweichung festgestellte relative Abweichung subtrahiert, und nur die verbleibende Abweichung wird als Ineffizienz interpretiert. Zur Kompensation von Modellungenauigkeiten kann hiervon zusätzlich ein Sicherheitsabschlag erforderlich sein, sofern nicht durch parallele Anwendung weiterer Benchmarking-Verfahren die festgestellte Ineffizienz bestätigt werden kann.

Da die Modellierungsergebnisse hierbei nur in Relation zueinander ausgewertet werden, relativiert sich auch die Bedeutung modell- oder parametrierungsbedingter Ungenauigkeiten, sofern diese auf alle Netzbetreiber in gleichem Maße zutreffen. Letzteres kann durch statistische Analysen von Einflussfaktoren, die in den Modellen nicht explizit berücksichtigt werden, untersucht werden, analog zur Signifikanzüberprüfung und Auswahl von Outputvariablen für Benchmarking-Verfahren. (Auch dabei beruht die Nichtberücksichtigung eines als nicht signifikant erkannten Kostentreibers implizit auf der Annahme, dass dieser Kostentreiber sich bei allen Netzbetreibern ungefähr in gleichem Maße auf die Kosten auswirkt oder bereits von anderen signifikanten Outputvariablen ausreichend erfasst wird.)

Falls für diese Anwendungsweise der AKM die MNA eingesetzt wird, muss zur Sicherstellung einer ausreichenden Modellgenauigkeit auf hinreichend differenzierte teilgebietsbezogene Daten zurückgegriffen werden, um die Modellgenauigkeit zu verbessern. Falls dagegen die RNA eingesetzt wird, ist eine hohe Auflösung bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe modellbedingt ohnehin gewährleistet, was aber auch mit entsprechend höherem Daten- und Rechenzeitbedarf verbunden ist.

In Kapitel 4 befassen wir uns eingehender mit den zuletzt genannten Anwendungsmöglichkeiten der AKM für unternehmensindividuelle Vergleiche unter Berücksichtigung der *absoluten* Kostenergebnisse (Abschnitt 4.2.1) oder für *relative* Unternehmensvergleiche (Abschnitt 4.2.2), wobei wir speziell auf die Frage der Berücksichtigung kalkulationsrelevanter Einflussfaktoren wie der Netz-Altersstruktur eingehen.

3.2 Anwendbarkeit auf Netze der überregionalen Transportebene

Die Ausführungen zu Anwendungsmöglichkeiten der AKM im vorstehenden Abschnitt sind grundsätzlich unabhängig davon, welche Netzebene betrachtet wird. Speziell im Hinblick auf die *Modellnetzanalyse* gilt dies jedoch nur mit einer Einschränkung: Angesichts der starken Abstraktion insbesondere bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe (z. B. homogene Verteilung der Anschlüsse) ist die Aussagekraft der MNA-Ergebnisse für Netzebenen mit einer insgesamt geringen Zahl jeweils großvolumiger Einzelanlagen wegen der dort nur eingeschränkt typisierbaren Netzstrukturen und der geringen statistischen Durchmischung und Fehlermittelung sehr begrenzt. Daher halten wir es nicht für sinnvoll, die MNA auf Netze der überregionalen Transportebene, d. h. der Höchstspannungsebene (380/220 kV) im Stromsektor und der Fernleitungsebene im Gassektor, anzuwenden. Aus diesem Grund schließen die im Rahmen dieser Untersuchung entwickelten Modellierungsansätze und Werkzeuge für die MNA diese Ebene nicht ein.

(Je nach Größe des betrachteten Gebiets kann eine ähnliche Einschränkung der Modellierungsgenauigkeit natürlich auch für andere Netzebenen zutreffen, z. B. für die regionale Transportebene. Generell ist daher bei Anwendung der MNA auf konkrete Versorgungsgebiete zu prüfen, ob die durch die Gebietsgröße und die „Granularität“ der Netze in der betrachteten Ebene bedingte statistische Mittelung ausreichend ist, um die erwartete Ergebnisgenauigkeit und Belastbarkeit der mittels MNA gewonnenen Erkenntnisse zu gewährleisten.)

Für die *Referenznetzanalyse* gilt diese prinzipielle Einschränkung nicht, da dieser Modellierungsansatz gerade darauf abzielt, die einzelfallspezifischen Randbedingungen detailliert zu berücksichtigen. Hier ist allerdings zu beachten, dass der Stand der wissenschaftlichen Entwicklung dieser Modelle und insbesondere ihrer Erprobung an praktischen Anwendungsfällen für Netze der überregionalen Transportebene nicht gleichermaßen fortgeschritten ist wie für regionale Transportnetze sowie für Verteilungsnetze, so dass bei der Anwendung stärkeres Augenmerk auf die Frage gerichtet werden sollte, ob die spezifischen Transportanforderungen und Auslegungskriterien im Einzelfall ausreichend genau nachgebildet werden. Unter Berücksichtigung dieses Hinweises halten wir die RNA aber durchaus für geeignet, auch auf Netze der überregionalen Transportebene angewendet zu werden. Angesichts der dort naturgemäß relativ geringen Zahl der Netzbetreiber kann dies bei Unternehmensvergleichen sogar besonders naheliegend sein, wie wir nachfolgend eingehender diskutieren.

3.2.1 Einsatz der Referenznetzanalyse für Höchstspannungsnetze

Aufgrund der im Vergleich zur Zahl der Verteilungsnetzbetreiber geringen Zahl von nur vier Übertragungsnetzbetreibern im deutschen Stromsektor mit zudem sehr unterschiedlichen Kraftwerksanschluss- und Versorgungsaufgaben sowie Übertragungs- und Transitaufgaben ist für die Übertragungsebene, die wir hier im wesentlichen mit der Höchstspannungsebene (380/220 kV) gleichsetzen, eine Effizienzbestimmung mittels üblicher Benchmarking-Methoden kaum möglich.

Aus diesem Grund erscheint die Anwendung von AKM und dabei insbesondere der RNA (siehe oben) für Übertragungsnetze besonders interessant. Zu beachten ist allerdings, dass die Netznutzungsentgelte im Übertragungssektor erheblich, fallweise sogar überwiegend durch die Kosten für Systemdienstleistungen bestimmt werden. Diese werden nicht von den AKM erfasst, sondern sollten einer Methodenregulierung unterliegen.

Bezüglich der Kapitalkosten ist zu beachten, dass auch gleich effiziente Netze sich infolge unterschiedlicher Altersstrukturen, wie in Deutschland gegeben, hinsichtlich ihrer kalkulatorischen Netzkosten stark unterscheiden können, ohne dass dies von der RNA betrachtet wird (siehe Kapitel 4). Das gilt – im Gegensatz zum weitgehend „eingeschwungenen“ Zustand der Strom-Verteilungsnetze – gerade in der noch längerzeitig laufenden Umstellungsphase von ehemals 220 kV auf zukünftig 380 kV als Übertragungsspannung.

Die RNA erscheint im Übertragungssektor gerade wegen der geringen Zahl der Netze und deren guter Datenlage mit vertretbarem Aufwand grundsätzlich möglich. Möglicherweise so zu untersuchende Fragestellungen sind sowohl die Prüfung der Effizienz bestehender Netzstrukturen als auch die Wirtschaftlichkeit vorgeschlagener und zu genehmigender Investitionspläne.

Die Anwendung der RNA auf Übertragungsnetze ist bisher allerdings weder ausreichend wissenschaftlich untersucht noch durch Praxiserfahrung evaluiert. Diese Fragestellung und insbesondere die Identifikation von Unterschieden zur und Gemeinsamkeiten mit der ebenfalls vermascht betriebenen Hochspannungsebene, für welche die RNA mit sehr hoher Genauigkeit arbeitet, ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten.

Relevant ist in diesem Zusammenhang vor allem die notwendige Erweiterung der klar definierten Versorgungsaufgabe in Verteilungsnetzen zur weit weniger klar abzugrenzenden und sich dynamisch, z. B. aufgrund marktgetriebener Prozesse, verändernden kombinierten Versorgungs- und Transportaufgabe in Übertragungsnetzen. Als erster Schritt könnte eine sachgerechte Anwendung ermöglicht werden, indem bestehende Einspeisepunkte, Umspannstationen zur unterlagerten Ebene und Kundenanschlüsse sowie Verbundkuppelstellen als feste Vorgaben betrachtet werden und ausschließlich die bereits bestehenden Leitungstrassen als für die Referenznetze nutzbare Trassen „freigegeben“ werden. Ebenso erscheinen Vorgaben zur historisch noch vorhandenen, aus heutiger Sicht bei einer Neuerrichtung im Normalfall nicht mehr wirtschaftlichen 220-kV-Netzebene sinnvoll, um auszuschließen, dass die Referenznetze als reine 380-kV-Netze entworfen werden. Möglich wäre z. B. eine feste Vorgabe der Anschlussspannungsebene für einzelne Lasten und Einspeisungen sowie der Betriebsspannung von Stromkreisen auf bestehenden 220-kV-Trassen.

Ein an die aktuelle Versorgungs- und Transportaufgabe optimal angepasster Netzausbau ist in Übertragungsnetzen wegen der langen Genehmigungsfristen, der damit verbundenen Prognoseunsicherheiten sowie der großen Leistungseinheiten der Übertragungsnetzanlagen und deshalb großvolumigen Ausbaustufen nicht umsetzbar. Deshalb dürfen mit der Methode der RNA keine absoluten Effizienzvergleiche durchgeführt werden, bei denen die tatsächlichen Kosten eines Netzes mit den optimierten Kosten des Referenznetzes verglichen werden. Sachgerecht erscheint jedoch ein relativer Effizienzvergleich, bei dem das Verhältnis aus Kosten des Referenznetzes und tatsächlichen Netzkosten zwischen den vier Übertragungs-

netzbetreibern verglichen wird. Das Ergebnis der RNA wird dabei analog zu den Ergebnisgrößen eines Benchmarkings verwendet. Gleichzeitig wird ausgenutzt, dass die durch exogene Strukturmerkmale begründeten Kostenunterschiede mit Hilfe der RNA, die in der Lage ist, die komplexen systemtechnischen Zusammenhänge in Übertragungsnetzen zu berücksichtigen, besser nachgebildet werden können als mit einfachen eindimensionalen Strukturmerkmalen.

Wie bei jedem Effizienzvergleich können anders als prognostiziert eingetretene Entwicklungen in der Vergangenheit oder die notwendige Berücksichtigung von unsicheren Zukunftserwartungen in der Netzplanung trotzdem zu Effizienzunterschieden führen. Gerade die RNA bietet hier jedoch, anders als einfache Vergleichsansätze, Verifikationsmöglichkeiten. Zum einen können bei Anwendung der RNA sowohl Historie als auch Prognosen geeignet in der auslegungsrelevanten Versorgungs- und Transportaufgabe berücksichtigt werden. Zum anderen ermöglicht die RNA über die reine Anwendung für einen Zeitpunkt hinaus auch eine pfadabhängige Optimierung. Durch sequenzielle Anwendung für mehrere Zeitpunkte, gezielte Einschränkung der Freiheitsgrade und feste Vorgaben zu einzelnen Entscheidungsvariablen ist die explizite Berücksichtigung historischer Planungsentscheidungen und die Quantifizierung der dadurch evtl. bedingten Mehrkosten möglich. Methodenunabhängig ist jedoch die Verfügbarkeit entsprechender Daten zur Netzgeschichte Voraussetzung für deren sachgerechte Berücksichtigung beim Effizienzvergleich.

3.2.2 Einsatz der Referenznetzanalyse für Gas-Fernleitungsnetze

Analog zur Höchstspannungsebene im Stromsektor erscheint im Gassektor eine Bewertung der Fernleitungsnetzbetreiber mittels üblicher Benchmarking-Methoden derzeit schwierig. Zur Beurteilung der Kostensituation der Unternehmen ist daher auch hier die Anwendung von AKM und speziell der RNA naheliegend. Dabei gelten die Ausführungen im vorherigen Abschnitt zu Möglichkeiten einer sachgerechten Anwendung der RNA auf Höchstspannungsnetze entsprechend.

Darüber hinaus sind bei der Anpassung der RNA für eine Anwendung auf Fernleitungsnetze die in diesen Netzen relevanten Besonderheiten zu beachten. Insbesondere sind hier die dynamischen Effekte des Gastransports in Rohrleitungen zu nennen. Diese können von der RNA derzeit nicht vollständig berücksichtigt werden. Dabei erscheint eine vollständige strömungs-

dynamische Simulation für die zu untersuchenden Fragestellungen im Hinblick auf Netzstruktur und Dimensionierung auch nicht notwendig. Es kann jedoch erforderlich sein, die Dynamik der Netzbelastung zu berücksichtigen. Ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Speicherfähigkeit des Netzes, die im Rahmen der Bezugsoptimierung genutzt wird. Sie kann in starkem Maße die Leitungsdimensionierung beeinflussen und darf daher nicht vernachlässigt werden. Die RNA ist deshalb in der Lage, Vorgaben zur erforderlichen Mindest-Speicherfähigkeit eines Netzes zu berücksichtigen.

Zusätzlich sind Betriebsmittel, die vor allem in Fernleitungsnetzen in nennenswertem Maße eingesetzt werden, oder Anlagen, die an diese angeschlossen werden, bei Anwendung der RNA geeignet zu berücksichtigen. Hierzu zählen v. a. Verdichterstationen, Speicher und Kuppelstellen zu anderen Netzen. Aufgrund der engen Verzahnung mit anderen Systemen, der teilweisen Standortabhängigkeit und der Größe derartiger Anlagen werden diese jedoch üblicherweise an existierenden Standorten bestehen bleiben und können daher für die RNA als feste Vorgabe betrachtet werden.

Zusätzlich ergibt sich in Fernleitungsnetzen das Problem, dass unterschiedliche Gasqualitäten transportiert werden müssen. Dabei haben sich in der Vergangenheit jedoch quasi-parallele Netzstrukturen für die unterschiedlichen Gasqualitäten herausgebildet, so dass die Ermittlung eines separaten Referenznetzes für jede Gasqualität sachgerecht erscheint.

Generell ist eine Anwendung der RNA auf Fernleitungsnetze somit möglich. Dies gilt insbesondere, da typische Netzstrukturen dieser Ebene auch in Verteilungsnetzen, für die die RNA bereits erfolgreich eingesetzt wurde, auftreten.

3.3 Grenzen der Anwendbarkeit

Wie bereits die Ausführungen in den vorstehenden Abschnitten erkennen lassen, ist es unerlässlich, bei jeder Anwendung der AKM die Grenzen der Anwendbarkeit zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass AKM wie jedes Modell die realen Verhältnisse definitionsgemäß vereinfacht nachbilden und somit nicht für alle denkbaren Fragestellungen gleichermaßen geeignet sein können. Vielmehr gewinnen Modelle gerade dadurch an Aussagekraft, dass sie die realen Verhältnisse durch Vereinfachungen und Näherungen auf die für eine Aufgabenstellung wesentlichen Zusammenhänge reduzieren. Bereits die Entwicklung zweier

Modellierungsansätze, der MNA und der RNA, verdeutlicht, dass unterschiedliche Ansätze je nach Aufgabenstellung unterschiedlich gut geeignet oder auch ungeeignet sein können.

Einschränkungen der Verwendbarkeit der Modellergebnisse können sich vor allem daraus ergeben, dass

- die Modelle auf einem „Grüne-Wiese-Ansatz“ beruhen und somit grundsätzlich einen einzelnen Zeitpunkt und nicht die gesamte Historie oder die für die Zukunft prognostizierte Entwicklung der Versorgungsaufgabe oder anderer Randbedingungen betrachten, sofern diese nicht explizit im Sinne einer pfadabhängigen Optimierung durch sukzessive Betrachtung einer Sequenz von Zeitpunkten berücksichtigt werden,
- die für den Entwurf kostenoptimaler Netze relevanten Eingangsgrößen und Randbedingungen je nach Modellierungsansatz unterschiedlich genau nachgebildet werden und einzelfallspezifische Besonderheiten unter Umständen nicht berücksichtigt werden, und
- bei der Kostenermittlung die nicht unmittelbar anlagenbezogenen Kostenpositionen des Netzbetreibers (z. B. Verwaltungskosten) ausgegrenzt, standardisierte spezifische Kostenansätze für Investition und Betrieb verwendet und die Kapitalkosten auf Basis der Annuitätsmethode und somit ohne Berücksichtigung etwaiger durch die Netz-Altersstruktur und andere Einflussfaktoren bedingter zeitlicher Schwankungen bestimmt werden.

Als konkrete Einschränkung der Anwendungsmöglichkeiten haben wir bereits in Abschnitt 3.1 hervorgehoben, dass AKM nicht als primäre Methode zur Ermittlung von Erlös- oder Entgeltvorgaben für deutsche Strom- oder Gasnetzbetreiber verwendet werden sollten, da die absoluten Kostenergebnisse der Modelle aufgrund von Näherungen und Ungenauigkeiten bei Modellierung, Parametrierung und Eingangsdaten hierfür nicht ausreichend belastbar sind. Eine Anwendung für relative Unternehmensvergleiche halten wir dagegen durchaus für möglich, wengleich auch hierbei die Auswirkungen unvermeidlicher Ungenauigkeiten und der prinzipiellen Modellhaftigkeit der Ergebnisse angemessen berücksichtigt werden müssen.

Abschließend ist zu erwähnen, dass bei der AKM-Anwendung durch die BNetzA nur die Modellergebnisse zu Anlagen-Mengengerüsten und Netzkosten ausgewertet werden sollten, nicht jedoch die konkreten Topologien und sonstigen Detaileigenschaften der Modell- oder Referenznetze, da es nicht Aufgabe des Regulierers sein kann, Vorgaben für die konkrete Gestaltung der Netze zu machen.

Zwar verfolgt insbesondere die RNA durchaus den Anspruch, prinzipiell realisierbare Optimalnetze zu entwerfen. Deren konkrete Umsetzbarkeit und mögliche notwendige Abweichungen von einer reinen Kostenoptimierung des Zielnetzes aufgrund der aus den Eigenschaften des bestehenden Netzes resultierenden Vorgaben für mögliche Umstrukturierungsmaßnahmen können jedoch nur unter detaillierter Berücksichtigung dieser und anderer Randbedingungen beurteilt werden, was deren genaue Kenntnis voraussetzt.

3.4 Internationale Erfahrungen mit Analytischen Kostenmodellen

In diesem Abschnitt fassen wir kurz relevante internationale Erfahrungen mit analytischen Kostenmodellen im Zusammenhang mit der Regulierung von Stromnetzen zusammen und verweisen auf einschlägige Informationsquellen. Betrachtet werden die Länder Österreich, Schweden, Spanien, Chile, Großbritannien und Dänemark.

Bei den verschiedenen Ansätzen wurden jeweils folgende Aspekte betrachtet:

- Verwendungszweck der AKM – wurden die Modelle für Unternehmensvergleiche (Benchmarking) oder auch in einem anderen Kontext verwendet?
- Vergleichsmaßstab – hier sind zwei Alternativen denkbar (siehe Abschnitt 3.1):
 - Absoluter Maßstab – die im AKM ermittelten Kosten stellen dem Niveau nach den Maßstab für zulässige Erlöse dar
 - Relativer Maßstab – die im AKM ermittelten Kosten verschiedener Unternehmen werden ausgelegt als Hinweise auf (zulässige) Kostenunterschiede bei effizientem Netzbetrieb
- Art des AKM – Modell – oder Referenznetzansatz
- Verwendung der Ergebnisse von Benchmarking-Untersuchungen unter Einsatz von AKM bei der Entgeltregulierung

3.4.1 Auswertung im Überblick

Die Ergebnisse des Ländervergleichs lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Verwendungszweck der AKM:** In allen betrachteten Ländern dienen AKM einem Benchmarking-Zweck. Eine zentrale Funktion ist damit die Prüfung, ob die beobachtbaren historischen Kosten einer rationellen oder effizienten Betriebsführung entsprechen. In Österreich dienen AKM darüber hinaus der Identifikation von Kostentreibern und Kostenelastizitäten. In Großbritannien beschränkt sich die Nutzung von AKM lediglich auf die Prüfung von neuen Investitionen.
- **Absoluter oder relativer Vergleichsmaßstab:** Die Ansätze dienen teils einem absoluten Kostenvergleich (Schweden, Chile und in Großbritannien für Neuinvestitionen), teils einem relativen Vergleich (Österreich, Spanien und Dänemark). Bei Anwendung eines absoluten Vergleichsmaßstabs werden die Modelle allerdings teilweise durch Vergleich mit realen Kostangaben überprüft oder kalibriert (z. B. „reality check“ in Chile), so dass die Anwendung sich tendenziell einem relativen Vergleichsmaßstab annähert.
- **Art des AKM:** Die RNA ist verbreitet, die MNA wurde lediglich in Österreich genutzt.
- **Verwendung der Benchmarking-Ergebnisse bei der Entgeltregulierung:** In diesem Punkt bestehen international erhebliche Unterschiede:
 - In Spanien und in Chile werden die mit AKM ermittelten Kosten nach formalen Regeln zur Tarifbegrenzung herangezogen.
 - In Schweden geht aus den Ergebnissen des AKM ein Aufgreifartbestand für eine eingehende Analyse hervor, sofern die beobachteten Kosten von den modellierten Kosten erheblich abweichen.
 - In Österreich finden die Ergebnisse des AKM Eingang in ein Benchmarking mittels Data Envelopment Analyse (DEA) und Stochastic Frontier Analyse (SFA). Die Ergebnisse hieraus werden nach formalen Regeln zur Tarifbegrenzung herangezogen.

3.4.2 Betrachtung ausgewählter Länder

Die Ergebnisse der nachfolgenden Analyse ausgewählter Länder sind in Tabelle 3.1 am Ende dieses Abschnitts zusammengefasst.

3.4.2.1 Österreich

In Österreich wird auf Basis der Gesamtkosten die Kosteneffizienz der Stromnetzbetreiber untereinander verglichen (relatives Kosten-Benchmarking). Dabei erfüllen AKM drei unterschiedliche Funktionen:

- **Identifikation von Kostentreibern:** Mit Hilfe der MNA wird ermittelt, welche Kostentreiber in das relative Effizienz-Benchmarking als Parameter eingehen, um die Komplexität der Versorgungsaufgabe der einzelnen Netzbetreiber zu erfassen. Die mittels MNA hergeleiteten Variablen werden außerdem zur Kontrolle durch Regressionsanalysen auf ihre Robustheit hin getestet. Erwähnenswert ist auch, dass in das Benchmarking zusätzlich auch Variablen eingehen, die prinzipbedingt nicht durch die MNA untersucht werden können.
- **Kostenbenchmarking:** Für die Kostentreiber, die durch MNA als relevant erkannt wurden, gehen – neben anderen Parametern – Variablen in die Benchmarking-Analyse ein, zu deren Ermittlung ebenfalls mittels MNA eine Berechnungsvorschrift („Strukturformeln“) hergeleitet wurde. Die Effizienzvorgaben aus dem relativen Unternehmens-Benchmarking müssen von jedem Unternehmen innerhalb von acht Jahren (2 Regulierungsperioden) erreicht werden.
- **Abschätzung von Kostenelastizitäten:** Die MNA wird außerdem verwendet, um den funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Parametern der Versorgungsaufgabe zu ermitteln, z. B. um zu erwartende Kostensteigerungen bei inkrementeller Veränderung der Versorgungsaufgabe (Mengenänderung der Stromabgabe) einschätzen zu können.

Eine Beschreibung der Verwendung von AKM in Österreich lässt sich z. B. den Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006) entnehmen. Die entwickelten Ansätze kommen vor allen Dingen in der derzeitigen Tarifsetzungsperiode 1.1.2006-31.12.2009 zur Anwendung (siehe www.e-control.at).

3.4.2.2 Schweden

In Schweden werden AKM bei der Ermittlung von Aufgreifattbeständen für eine eingehende Kostenprüfung von Unternehmen eingesetzt [10]. Sofern die Netzümsätze eines Unternehmens erheblich von den im AKM ermittelten Kosten abweichen (absoluter Kostenvergleich), kann die Regulierungsbehörde eine eingehende Prüfung einleiten. Es erfolgt also keine for-

melhafte Übersetzung der Benchmarking-Ergebnisse in Tarifvorgaben. Die analytisch ermittelten Kosten sind vielmehr eine informationelle Unterstützung im Verfahren.

Zu diesem Zweck werden auf Basis eines Referenznetzansatzes für jedes Unternehmen optimale Kosten hergeleitet, die den individuellen Benchmark für jedes Unternehmen bilden. Hierbei ist der Detaillierungsgrad des Referenznetzes herauszuheben: Der fiktive, optimale Anlagenbestand wird z. B. auf Basis der Koordinaten aller Anschlusspunkte mit Zählern bestimmt. Ebenso werden bei der Berechnung der Kosten der optimalen Anlagenbestände Qualitätsstandards berücksichtigt. Die Ergebnisse werden verwendet, um die Angemessenheit der Tarife zu bewerten, die die Unternehmen selbst festlegen. Wenn die Abweichung der Kosten/Tarife der Unternehmen einen bestimmten Grenzwert überschreitet, muss das entsprechende Unternehmen sich erklären.

3.4.2.3 Spanien

In Spanien wird eine RNA für ein relatives Benchmarking der Gesamtkosten von Unternehmen verwendet [10]. Dafür wird in einem ersten Schritt für jedes Unternehmen anhand verschiedener Verfahren und Algorithmen und mit Hilfe technischer Normvorgaben ein sehr differenziertes Referenznetz konstruiert (z. B. Verwendung detaillierter GIS-Daten zur Positionsbestimmung der Last-Anschlusspunkte, Berücksichtigung verschiedener klimatischer Besonderheiten, die die Kosten beeinträchtigen können, etc.) und für jedes Unternehmen ein analytischer Kostenwert errechnet. In einem zweiten Schritt wird durch (politische) Verhandlungen zwischen Netzbetreibern und dem Regulator der Betrag festgelegt, den die Branche in Summe über Netztarife einnehmen darf.

Der Anteil, den jedes einzelne Unternehmen aus diesem „Budget“ einnehmen darf, wird bestimmt, indem der Anteil der optimalen Netzkosten des jeweiligen Unternehmens an der Summe der optimalen Netzkosten der Branche errechnet wird. Wir stufen dieses Verfahren daher als einen relativen Benchmarking-Ansatz ein. Dabei dürfen die Unternehmen in der Regel nicht mehr einnehmen, als ihr individueller Kosten-Benchmark vorgibt.

3.4.2.4 Chile

In Chile kommt ein absoluter Benchmark für die Gesamtkosten zu Anwendung, der anhand eines einfachen Referenznetzansatzes ermittelt wird und als „normativer Yardstick“ bezeichnet wird [10]. Dazu werden Unternehmen nach ähnlicher Anschlussdichte gruppiert und in jeder Gruppe für ein repräsentatives Unternehmen die effizienten Kosten ermittelt. Bei der Bestimmung der Kapitalkosten auf Basis von Tagesneuwerten werden auch explizit neuere Technologien als die, die zum Investitionszeitpunkt existierten, berücksichtigt. Aus den optimalen Kosten des repräsentativen Unternehmens wird eine Kostenfunktion abgeleitet, die dann den Benchmark für die restlichen Unternehmen der Gruppe bildet. Solche Benchmarks werden von verschiedenen Parteien (Regulierer, Berater) berechnet. Die Unternehmen erhalten dann einen gewichteten Durchschnitt der verschiedenen Ergebnisse als Effizienzvorgabe für die nächsten 5 Jahre.

3.4.2.5 Großbritannien

In Großbritannien bezieht sich eine Preisgenehmigung nicht nur auf historische Kosten, sondern auch die mit dem Netzausbau verbundenen Kosten für Investitionen innerhalb der nächsten Preisenehmigungsperiode. Dabei wird ein im weiteren Sinne als AKM zu bezeichnendes Modell genutzt, um die Angemessenheit von Kapitalkosten zukünftiger Investitionen zu überprüfen (siehe Unterlagen des Regulierers unter www.ofgem.gov.uk).

Dabei ermittelt ein unabhängiger Prüfer (PB Power) auf Basis eines einfachen, jedoch firmenspezifischen Modells die optimalen zukünftigen Kapitalkosten. Es wird daher ein absoluter Vergleichsmaßstab ermittelt. Jedes Unternehmen muss darüber hinaus selbst eigene Schätzungen abgeben. Dabei hat das Unternehmen starke Anreize, seine Kosten nicht zu übertreiben: Je weiter die eigene Schätzung von der Schätzung durch PB Power abweicht, desto weniger wird (nach genau festgelegter Formel) bei Überschreiten der erlaubten Kosten auf Basis des Modells zurückerstattet. Analog wird bei Unterschreitung verfahren.

Bei Betriebskosten wird ähnlich verfahren: Ein relativer Kostenvergleich auf Basis von heuristischen Kostenvariablen wird in Kombination mit einem absoluten Kosten-Benchmark, der von einem einfachen Modell abgeleitet wird, zur Ermittlung einer subjektiven Effizienzvorgabe verwendet.

3.4.2.6 Dänemark

In Dänemark findet ein Kostenmodell Anwendung, das sich nicht auf hypothetische Netzstrukturen, sondern auf die tatsächlichen Netzstrukturen der einzelnen Netzbetreiber stützt (siehe Unterlagen des Regulierers unter www.energitilsynet.dk). Dazu werden die durchschnittlichen Kosten typischer Anlagen ermittelt und mit dem tatsächlichen Anlagenbestand des jeweiligen Unternehmens multipliziert; die Behandlung von Betriebskosten erfolgt analog. Die beobachteten Kosten eines Unternehmens werden mit den so ermittelten „analytischen“ Kosten verglichen. Dieser Vergleich legt allerdings nur offen, ob ein Unternehmen den tatsächlichen Anlagenbestand effizient (kostengünstig) errichtet hat und betreibt, nicht jedoch ob der Anlagenbestand zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe tatsächlich erforderlich ist.

Das in Dänemark verwendete Modell ist somit strenggenommen kein AKM im Sinne des hier verwendeten, in Kapitel 2 beschriebenen Begriffsverständnisses, da es den Schritt der Netzoptimierung für eine gegebene Versorgungsaufgabe nicht umfasst.

	Österreich	Schweden	Spanien	Chile	Großbritannien (hier: Modell von PB Power)	Dänemark
Verwendung analytischer Kostenmodelle	a) Identifikation von Kostentreibern b) Errechnen von Variablen für das Benchmarking c) Messung von Kostenelastizitäten	Benchmarking- Tool	Benchmarking- Tool	Benchmarking- Tool	Kenntnisse über Kostentreiber und Kosten werden verwendet, um optimale Kosten zukünftiger Investi- tionen für einen unternehmensindi- viduellen Kosten- vergleich herzulei- ten	Keine vollständi- ges analytisches Kostenmodell – nur Gewichtung tatsächlicher Anlagenbestände mit durchschnittli- chen Kostenfaktoren
Vergleichsmaßstab	Relativer Vergleich	Absoluter Vergleich	Relativer Vergleich	Absoluter Vergleich	Absoluter Vergleich	Relativer Vergleich
Verwendetes analytisches Kostenmodell	MNA	RNA	RNA	RNA	RNA (stark vereinfacht)	siehe oben
Verglichene Kostenele- mente	Gesamtkosten, d. h. Opex und Capex	Gesamtkosten, d. h. Opex und Capex	Gesamtkosten, d. h. Opex und Capex	Gesamtkosten, d. h. Opex und Capex	Nur Capex für Neuinvestitionen	Gesamtkosten, d. h. Opex und Capex
Verwendung der Bench- marking-Ergebnisse im Regulierungskontext	Übersetzung in Effizienzvorgaben nach fester, forma- ler Regel	Nutzung der Ergebnisse zur Schaffung eines Aufgreifbar- stands für weitere Untersuchungen	Übersetzung in Effizienzvorgaben nach fester, forma- ler Regel	Übersetzung in Effizienzvorgaben nach fester, forma- ler Regel	Übersetzung in Effizienzvorgaben nach fester, forma- ler Regel	Übersetzung in Effizienzvorgaben nach fester, forma- ler Regel

Tabelle 3.1 Übersicht über ausgewählte internationale Erfahrungen mit der Verwendung analytischer Kostenmodelle

4 Einfluss der Netz-Altersstruktur und anderer Faktoren

4.1 Eigenschaften der Ergebnisse Analytischer Kostenmodelle

Die Kosteninformationen aus AKM haben bestimmte Eigenschaften, die berücksichtigt werden müssen, wenn die Modellergebnisse im Regulierungskontext genutzt werden sollen. Wir konzentrieren uns hier auf Fragen, die von Bedeutung für die Erlös-/Entgeltkalkulation sind:

- **Optimiertes Netzmodell:** Sehr bedeutsam ist, dass AKM von einem in einem Zeitpunkt optimierten Anlagen-Mengengerüst ausgehen („Grüne-Wiese-Ansatz“). Dies hat verschiedene Auswirkungen:
 - *Mengengerüst:* Es wird das Mengengerüst ermittelt, welches bei hypothetischer Errichtung des Netzes zum betrachteten Zeitpunkt optimal wäre. Tatsächlich wachsen Netze historisch und sind nicht immer optimal auf die aktuelle Situation zugeschnitten (potenziell aber optimal im Hinblick auf die historische Evolution). Ferner können auch Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Planungsgrundsätze auftreten. Planungsgrundsätze werden im Regulierungskontext häufig als endogene betriebliche Entscheidung betrachtet, für die das Unternehmen die unternehmerische Verantwortung tragen soll, solange bestimmte technische Mindeststandards gewahrt werden. Es kann z.B. Ziel der Anwendung von AKM sein, auch Kosteneffizienzen aufzudecken, die auf suboptimale Planungsgrundsätze zurückzuführen sind.
 - *Altersstruktur:* Im AKM wird angenommen, dass alle Anlagen in einem Zeitpunkt errichtet werden und damit praktisch vom gleichen Zeitpunkt aus abgeschrieben werden. In der Realität investieren Unternehmen kontinuierlich (rollierend), und teilweise verlaufen die Investitionsprofile zyklisch. Im Rahmen einer Stichpunkt Betrachtung können daher – selbst wenn die realen und modellierten Mengengerüste identisch sind und die gleichen Abschreibungs- bzw. Kalkulationsverfahren verwendet werden – die kalkulatorischen Kosten des AKM von den „tatsächlichen“ Kosten des realen Unternehmens abweichen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn reale Nutzungsdauern von den bei der Modellierung unterstellten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern abweichen, die Investitionen im Zeitablauf gewachsen sind oder die Investitionen zyklisch verlaufen sind. Ob dieses Phänomen bedeutsam ist, ist eine empirische Frage, der wir uns unten noch einmal zuwenden.

- *Zusätzliche Effekte durch das Zusammenwirken von Mengeneffekt und Altersstruktur:* Ferner ergeben sich potenziell Unterschiede dadurch, dass die historischen (spezifischen) Kosten nicht gleich den heutigen sein müssen und – unter anderem damit zusammenhängend – tatsächlich historisch andere Anlagentypen verwendet wurden, selbst wenn real und im Modell gleiche Planungsgrundsätze unterstellt würden. (In einem effizienten Unternehmen würden altersstrukturbedingte Kostenunterschiede als exogen – d. h. durch die historische Evolution der Versorgungsaufgabe bedingt – betrachtet. Tatsächlich lässt sich aber nicht ausschließen, dass die tatsächliche Altersstruktur teilweise auch endogen bedingt ist, z.B. wenn „zu früh“ oder „zu spät“ investiert wird.)
- **Spezifisches Kalkulationsverfahren:** Darüber hinaus könnten sich die Kalkulationsergebnisse zur Bewertung realer Netze von den Ergebnissen der AKM unterscheiden, wenn unterschiedliche Kalkulationsmethoden (Bewertungsverfahren und Abschreibungsmethoden), Abschreibungsdauern oder Annahmen zur Aktivierung (z. B. von Instandhaltungsmaßnahmen) verwendet werden. Solche Unterschiede sind aber nicht originär auf die Verwendung von AKM zurückzuführen, und die Kalkulationsverfahren könnten normiert werden, um Divergenzen in den „tatsächlichen“ und analytischen Kosten zu vermeiden.

4.2 Herausforderungen im Regulierungskontext

Aus den zuvor geschilderten Überlegungen ergibt sich eine Reihe von Herausforderungen für den Einsatz von AKM im Regulierungskontext. Wir heben hier die Herausforderungen bei der Nutzung zum Zwecke der Erlös- oder Entgeltbestimmung hervor. Dabei unterscheiden wir zwei Fälle hinsichtlich der Nutzung von AKM, die wir nachfolgend näher betrachten:

- unternehmensindividueller Vergleich („Modell gegen Realität“)
- relativer Unternehmensvergleich („Vergleich realer Unternehmen unter Berücksichtigung von strukturellen Unterschieden, die mittels AKM bewertet werden“)

4.2.1 Unternehmensindividueller Vergleich

Das AKM könnte genutzt werden, um die „tatsächlichen“ Kosten den Kosten des Modell- oder Referenznetzes gegenüber zu stellen (Vergleich absoluter Kostenhöhen; siehe Abschnitt

3.1). Dabei könnte es darum gehen, das Ausmaß möglicher Kostenineffizienzen abzuschätzen. Die Frage ist also: Kann der Unterschied zwischen den durch AKM ermittelten und den tatsächlichen Kosten allein auf Ineffizienzen zurückzuführen sein? Tatsächlich sind mehrere Erklärungsgründe für solche Unterschiede denkbar:

- Unterschiede in der Altersstruktur der Anlagen
- Unterschiede im Anlagen-Mengengerüst, die durch die historische Evolution bedingt sind – bei Gasnetzen z. B. auch durch Zeitpunkte und Umfang von Erschließungsmaßnahmen – oder durch Abweichungen zwischen Modell und Realität, die durch sonstige notwendige Vereinfachungen bei der Modellbildung begründbar sind. Die Modelle können nicht alle Randbedingungen, die auf die Netzplanung einwirken, in vollem Detail erfassen. Daher ist immer mit gewissen Abweichungen zu rechnen, die wir nachfolgend als „sonstige modellierungsbedingte Abweichungen“ bezeichnen. (Sofern diese Details nicht explizit modelliert werden, würden durch diese Aspekte bedingte kleinere Kostenunterschiede als „Rauschen“ in den Daten verbleiben. Wie hiermit regulierungspolitisch umgegangen werden kann, diskutieren wir weiter unten.)
- Ineffizienzen, z.B. aufgrund von suboptimalen Planungsgrundsätzen, per se überhöhtem Anlagenbestand, überhöhten Einkaufspreisen für Anlagen etc.

Die regulatorische Frage ist demnach, ob diese Erklärungsgründe separiert werden sollten und ob sich ihre Auswirkungen tatsächlich auch separieren und ggf. korrigieren lassen, so dass letztlich die Kostendivergenzen, die allein auf Ineffizienzen zurückzuführen sind, abgeschätzt werden können.

Es sollte beachtet werden, dass es bei einem effizienten Netzbetreiber, dessen Erlöse zukünftig auf Basis eines AKM bestimmt werden sollen, bei Vernachlässigung der realen Altersstruktur im AKM zu einem Strukturbruch in der Erlösentwicklung kommen kann. Über die Lebensdauer der Anlagen wird aber insgesamt der gleiche Barwert durch das Unternehmen generiert. Es ändert sich durch Übergang zur Kalkulation auf Basis des AKM also lediglich die zeitliche Verteilung der Umsätze des Netzbetreibers. Vor diesem Hintergrund ist die Frage der Altersstrukturen regulierungspolitisch (nur) bedeutsam, wenn eines der Ziele ist, einen Strukturbruch in der Erlösentwicklung zu vermeiden.

Als substanzielles Problem verbleibt damit die systematische Unterschätzung des Anlagen-Mengengerüsts, wenn die Evolution der Versorgungsaufgabe und etwaige sonstige modellierungsbedingte Abweichungen nicht in Betracht gezogen werden.

Lösungsansätze

Zur Lösung dieser Herausforderungen können folgende Korrekturschritte erwogen werden:

- **Korrektur um historische Evolution:** Inwiefern die mittels AKM bestimmten Kosten systematisch von denen realer Netze abweichen, lässt sich letztlich nur empirisch klären. Ein möglicher Ansatz hierfür wäre, die „tatsächlichen“ Kosten aller Unternehmen mit ihren jeweiligen Kosten aus dem AKM zu vergleichen. Anhand des Unternehmens mit dem niedrigsten prozentualen Kostenunterschied ließe sich dann annähernd bestimmen, inwiefern die Kosten des AKM „evolutionsbedingt“ oder aufgrund sonstiger modellierungsbedingter Abweichungen systematisch über den „tatsächlichen“ Kosten liegen. Der „Evolutionfaktor“ (Abweichung realer Kosten von modellierten Kosten) könnte dann z. B. als prozentuale Abweichung ermittelt werden.

Alternativ könnte ein Branchen-*durchschnittlicher* Anpassungsfaktor geschätzt werden, insbesondere dann, wenn statt eines Best-Practice-Ansatzes ein Durchschnittsansatz verfolgt wird. (Wird dagegen ein Best-Practice-Ansatz verfolgt, wäre dies im Rahmen der Bestimmung der angemessenen Kapitalkosten für die Kostenkalkulation zu berücksichtigen. Bei einem Best-Practice-Ansatz müsste das beste Unternehmen eine über dem Markt-niveau liegende Kapitalverzinsung erzielen können, damit die Branche insgesamt eine branchenübliche Verzinsung erzielt.)

Es sollte aber bedacht werden, dass eine solche Korrektur-Rechnung nur eine Approximation sein kann, da sich die historische Evolution und sonstige modellierungsbedingte Abweichungen auf einzelne Unternehmen unterschiedlich auswirken können. Ferner müssten auch die untenstehenden Überlegungen zum relativen Unternehmensvergleich berücksichtigt werden.

- **Korrektur um Altersstruktur:** Zudem wäre denkbar, das Problem der Wirkung der Altersstruktur auf die zeitliche Verteilung der Erlöse dadurch zu korrigieren, dass im analytischen und im „tatsächlichen“ Kostenmodell gleiche Altersstrukturen unterstellt werden. Die notwendige Anpassung kann entweder bei den „tatsächlichen“ Kosten erfolgen, was

eine Neubewertung der bestehenden Anlagen voraussetzt, oder beim AKM. Wird im AKM allerdings die Altersstruktur des realen Netzes unterstellt, können Inkonsistenzen auftreten, da die historische Entwicklung planungsrelevanter Rahmenbedingungen wie z. B. technischer Restriktionen (etwa hinsichtlich der Anlagendimensionierung), der Verfügbarkeit neuer Technologien, der Anlagenpreise etc. bei der Ermittlung des Anlagen-Mengengerüsts durch das AKM nicht berücksichtigt werden. Die unterstellte Altersstruktur und das ermittelte Mengengerüst könnten somit nicht zueinander passen.

4.2.2 Relativer Unternehmensvergleich

AKM können, wie bereits in Abschnitt 3.1 erwähnt, auch zum Zweck eines relativen Unternehmensvergleichs eingesetzt werden. Hierzu kann beispielsweise folgendermaßen vorgegangen werden:

- **Schritt 1: Abschätzung strukturbedingter Kostenunterschiede mittels AKM**
 - Zunächst werden mittels AKM die analytischen Kosten jedes einzelnen Netzbetreibers ermittelt.
 - Durch Vergleich der analytischen Kosten der einzelnen Unternehmen kann abgeschätzt werden, welche Kostenunterschiede zwischen den Unternehmen allein aufgrund von Unterschieden in der Versorgungsaufgabe zu erwarten sind (Bild 4.1). (Diese Approximation wäre als ausreichend anzusehen, wenn das analytische Kostenmodell alle Kostentreiber angemessen abbildet. Ist dies nicht der Fall, können weitere Korrekturrechnungen erforderlich sein.) Ggf. ist hier ferner ein weiterer Korrekturfaktor für die historische Evolution zu berücksichtigen.
- **Schritt 2: Unternehmensvergleich mit strukturbereinigten Kosten**
 - Zum Zweck des Unternehmensvergleichs werden die „tatsächlichen“ Kosten um strukturbedingt zulässige Kostenunterschiede korrigiert, indem z. B. für Netzbetreiber mit ungünstiger Versorgungsaufgabe ein Abschlag oder für Netzbetreiber mit günstiger Versorgungsaufgabe ein Zuschlag auf den Kostenwert berücksichtigt wird. Um dabei nicht auf die absoluten Kostenergebnisse der AKM zurückgreifen zu müssen, könnte eine solche Korrektur durch prozentuale Zu-/Abschläge erfolgen, und nicht durch einen absoluten Betrag in Euro pro Jahr.

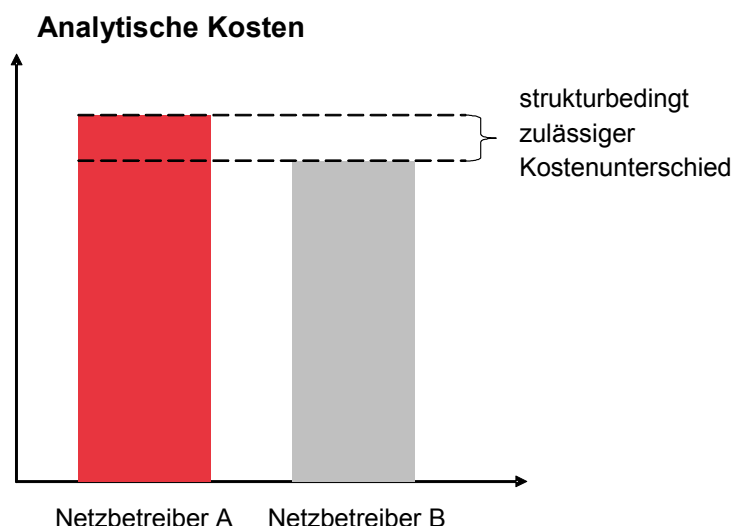


Bild 4.1: Vergleich der AKM-Ergebnisse („analytische Kosten“) als erster Schritt eines relativen Unternehmensvergleichs; Ergebnis: Netzbetreiber A hat eine ungünstigere Versorgungsaufgabe als Netzbetreiber B

- Anschließend können die auf diese Weise strukturbereinigten Kosten zueinander in Beziehung gesetzt werden. Das Unternehmen mit den günstigsten korrigierten Kosten (oder z. B. das „durchschnittliche“ Unternehmen) könnte den Benchmark setzen (Bild 4.2). In diesem Beispiel könnte der (prozentuale) Kostenabstand zum „Best-Practice“-Unternehmen als Maßstab für die unternehmensindividuelle Ineffizienz verwendet werden.

(Je nachdem, ob die Zielkosten auf Basis des Best-Practice-Unternehmens oder des Durchschnittsunternehmens festgelegt werden, können Anpassungen bei der zulässigen Kapitalverzinsung im Rahmen der Kalkulation erforderlich sein. Wird als Referenz das Best-Practice-Unternehmen gewählt, sollte sichergestellt werden, dass dem Best-Practice-Unternehmen nicht nur eine marktübliche Kapitalverzinsung, sondern eine höhere Verzinsung eingeräumt wird.)

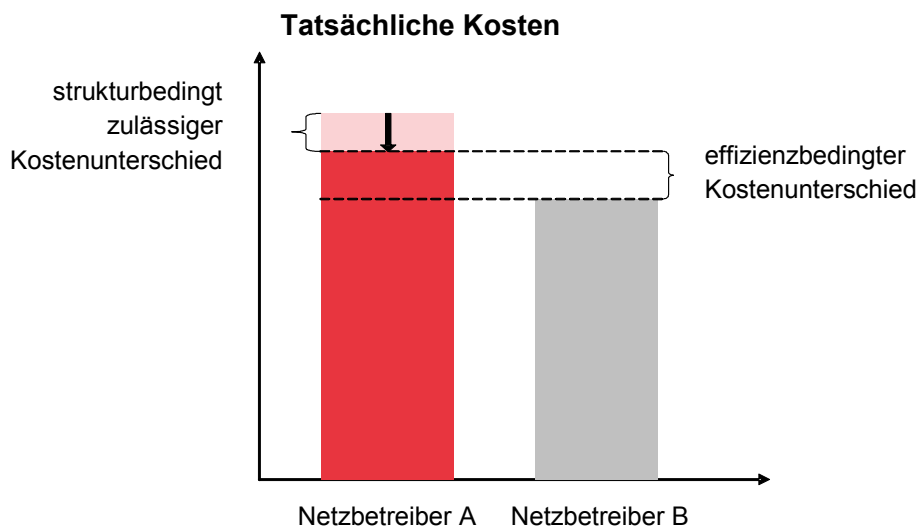


Bild 4.2: Korrektur „tatsächlicher“ Kosten um analytisch festgestellten Kostenunterschied als zweiter Schritt eines relativen Unternehmensvergleichs; Ergebnis: Netzbetreiber A ist trotz Bereinigung um den Kostenunterschied aufgrund ungünstigerer Versorgungsaufgabe weniger effizient als Netzbetreiber B

Wird dieser Ansatz verfolgt, wäre ferner sicherzustellen, dass die „tatsächlichen“ Kosten der verglichenen Unternehmen auch in sonstiger Hinsicht vergleichbar sind. Die Vergleichbarkeit könnte ggf. unter den oben im Zusammenhang mit dem unternehmensindividuellen Kostenvergleich bereits erwähnten Kriterien beeinträchtigt sein:

Im Anwendungsbeispiel könnte es (theoretisch) zu einem systematisch sehr niedrigen Kostenziel kommen. Dies könnte daran liegen, dass in jedem Jahr ein Unternehmen Vorbildunternehmen sein könnte, welches im betreffenden Jahr untypisch niedrige Kosten aufweist. Netzbetreiber repräsentieren z. B. tendenziell eher den Best-Practice-Benchmark, wenn sie

- *Altersstruktur* – sich im „Investitionstal“ befinden,
- *Abschreibungspolitik* – ihre Anlagen bereits in der Vergangenheit schnell abgeschrieben haben, oder
- *Aktivierungspolitik* – aktuelle Maßnahmen aktivieren und sie dann zeitlich gestreckt abschreiben.

Wir betonen, dass diese Aspekte bei jedem Effizienzvergleich auftreten, nicht nur wenn dafür ausschließlich oder teilweise (zur Korrektur strukturbedingter Unterschiede) AKM eingesetzt

werden. Mit diesen Aspekten muss sich die Regulierung also auf jeden Fall im Rahmen eines Unternehmensvergleichs beschäftigen.

Lösungsvorschläge

Die Altersstruktur und ggf. auch die Abschreibungspolitik könnten für die einzelnen Netzbetreiber standardisiert werden. Im Idealfall wären hierzu die Investitionsprofile der Netzbetreiber anhand von Anlagenspiegeln zurückzuverfolgen. Ggf. könnten auch vereinfachte Rechnungen angestellt werden. Hierzu diskutieren wir nachfolgend ausgewählte Optionen.

4.3 Grundsätzliche Lösungsansätze

Im Zuge der obigen Diskussion von Anwendungsmöglichkeiten der AKM haben wir bereits ausgewählte Lösungsansätze diskutiert. Im Folgenden gehen wir auf einige grundsätzlichere Überlegungen ein. Dabei untersuchen wir zwei Fragestellungen:

- Liegt ein regulatorisches Problem aufgrund historischer Anlagen-Altersstrukturen vor?
- Wie kann man regulierungspolitisch mit dieser Herausforderung umgehen?

4.3.1 Relevanz der historischen Altersstruktur der Anlagen

Unsere vorherigen Überlegungen haben gezeigt, dass unter bestimmten Voraussetzungen eine Zyklik im Investitionsprofil zu Verzerrungen der Vergleichsergebnisse führen könnte. Um die Relevanz dieser Problematik zu beurteilen, ist allerdings der jeweilige Regulierungskontext zu berücksichtigen, in dem AKM eingesetzt werden sollen.

- Unkritisch wäre es, wenn AKM im Rahmen eines relativen Unternehmensvergleichs nur zur Korrektur um strukturbedingte Kostenunterschiede genutzt werden (Abschnitt 4.2.2), aber die Unternehmen sich tatsächlich in der gleichen Phase der Investitionszyklen befinden.
- Verzerrungen können bei einem relativen Unternehmensvergleich dann auftreten, wenn zwei miteinander verglichene Unternehmen sich in unterschiedlichen Phasen der Investitionszyklen befinden. (Das Problem ist dabei nicht im Modellierungsansatz des AKM, son-

dem im Umstand des Vergleichs realer Unternehmen begründet. Es würde also auch beim Unternehmensvergleich mit anderen Verfahren auftreten.)

- Würde ein zyklisch investierendes Unternehmen bei einem individuellen Vergleich (Abschnitt 4.2.1) mit seinen eigenen analytischen Kosten verglichen, käme es zu einer zeitlichen Verstetigung der Umsätze. Diese zeitliche Verstetigung kann beim Übergang von einem traditionellen Kalkulationsmodell jedoch zu Strukturbrüchen bei der Entgeltermittlung führen.

Modellhafte Analysen von RZVN weisen darauf hin, dass die Frage der Investitionszyklik zumindest in der Gaswirtschaft eine Rolle für das Niveau der (effizienten) Kosten spielen könnte.

Letztlich wäre aber empirisch zu klären, ob die Altersstruktur ein signifikanter Faktor zur Erklärung von Unterschieden zwischen nach traditionellen Ansätzen kalkulierten Kosten verschiedener Unternehmen sein kann. Eine Möglichkeit hierzu besteht darin, den Zusammenhang zwischen Altersstruktur und kalkulierten Kosten einer statistischen (regressionsanalytischen) Prüfung zu unterziehen. Mögliche Indikatoren für die Altersstruktur, die dabei geprüft werden könnten, sind z. B.

- das durchschnittliche Anlagenalter, wobei die Anlagen ggf. nach ihrem Wert zu gewichten wären,
- der Abschreibungsgrad (Nettobuchwert/Bruttobuchwert; Restbuchwert) oder
- die Reinvestitionsquote (Erneuerungsrate).

Diese Variablen könnten analysiert werden, um zu bestimmen, ob die Altersstruktur überhaupt eine signifikante Rolle spielt. Stellt sich heraus, dass die Altersstruktur ein signifikanter Faktor zur Erklärung von Kostenunterschieden ist, wäre zu überlegen, die Kapitalkosten nach unterschiedlich differenzierten Verfahren zu standardisieren. Hierauf gehen wir nachfolgend ein.

4.3.2 Regulierungspolitische Handlungsoptionen

Sofern die Altersstruktur in nicht erwünschter Weise Auswirkungen auf die Kalkulation von Erlösen/Entgelten hat, können folgende (alternative) Handlungsoptionen erwogen werden, die wir nachfolgend eingehender diskutieren:

- a) Kontinuität oder Vereinheitlichung der Kalkulationsmethodik
- b) Auswahl des Benchmark-Unternehmens
- c) Korrektur in der Kostenkalkulation
- d) Modifikation des Risikozuschlags
- e) Modifikation der Umsetzungsvorschrift für die Erlös-/Entgeltfestlegung

a) Kontinuität oder Vereinheitlichung der Kalkulationsmethodik

Sofern die BNetzA an der traditionellen Vorgehensweise der unternehmensindividuellen Kalkulation auf Basis traditioneller Kalkulationsansätze festhält, ergibt sich ggf. die Herausforderung der Korrektur der Analysen um Altersstrukturen.

Zumindest theoretisch hätte die BNetzA aber auch die Option, die Kalkulationsverfahren zu vereinheitlichen und die Umsatzziele aller Netzbetreiber aus AKM abzuleiten. (Der Vollständigkeit halber sollte berücksichtigt werden, dass dieser Ansatz nicht zwingend den Einsatz von AKM voraussetzt. Man könnte alternativ auch die heutigen Anlagenbestände statt der simulierten Anlagenbestände zur Basis der Kalkulation machen. Das würde natürlich bedeuten, dass man diesbezügliche Ineffizienzen nicht „beanstanden“ würde.) Ein solches Vorgehen könnte Vor- und Nachteile haben:

- Vorteile
 - Die Umsatzziele der Netzbetreiber könnten unmittelbar aus einem Modell abgeleitet werden, ohne dass eine Korrektur um Altersstruktur, Abschreibungspolitik oder Aktivierungspolitik erforderlich wäre. Natürlich müssten dabei dennoch viele der zuvor genannten Aspekte bedacht werden (z. B. systematischer Kostenzuschlag für Mehrkosten durch historische Evolution der Versorgungsaufgabe).
 - Bei Ableitung der Umsatzziele aus einem AKM könnte ein angemessener Barwert der freien Cashflows der Netzbetreiber – effiziente Betriebsführung vorausgesetzt – ge-

währleistet werden. Das zeitliche Profil der freien Cashflows würde sich natürlich verändern.

- Nachteile
 - Bei diesem Ansatz käme es zu einem Strukturbruch in der Höhe der Entgelte, da diese nach neuen Prinzipien kalkuliert würden. Es wäre nicht auszuschließen, dass die Entgelte einzelner Netzbetreiber kurzfristig auch steigen könnten.
 - Die Änderung der zeitlichen Verteilung der freien Cashflows könnte bei einzelnen Netzbetreibern Liquiditätsprobleme bedingen, wenn diese ihre Finanzierung an einer Cashflow-Erwartung auf Basis einer traditionellen Entgeltkalkulation ausgerichtet haben.

Soweit dieser Ansatz auf Basis von AKM umgesetzt würde, wäre zunächst offen, wer die Verantwortung für die Anwendung der AKM hätte, die BNetzA oder die einzelnen Netzbetreiber. Zumindest anfänglich könnte eine umfassende Verantwortung bei der BNetzA liegen, was die Praktikabilität dieses Ansatzes einschränkt.

b) Auswahl des Benchmark-Unternehmens

Wir haben oben diskutiert, dass ein wesentliches Problem bei einem relativen Best-Practice-Unternehmensvergleich (und nur bei diesem) sein kann, dass systematisch ein zu niedriger Kosten-Benchmark ermittelt wird, wenn das vermeintliche Vorbildunternehmen z. B. in einer Branchen-untypischen Phase des Investitionszyklus ist.

Dieses Problem kann tendenziell behoben werden, indem nicht ein Best-Practice-Benchmarking, sondern ein „Durchschnitts-Benchmarking“ verfolgt wird, da zu erwarten ist, dass das Durchschnittsunternehmen eher eine typische Position im Investitionszyklus und eine typische Altersstruktur der Anlagen aufweist und eine typische Aktivierungspolitik verfolgt.

So attraktiv dieser Ansatz aufgrund seiner einfachen Umsetzbarkeit zunächst erscheint, hätte er doch einige „Nebenwirkungen“:

- Auch bei einem Unternehmensvergleich auf Basis des Durchschnittsunternehmens kann es zu Strukturbrüchen bei den Entgelten kommen; siehe Ausführungen zu Punkt a).

- Die Definition des „Durchschnittsunternehmens“ ist keine triviale Aufgabe, da der Durchschnitt im Hinblick auf unterschiedliche Indikatoren wie Effizienz, Anlagen-Altersstruktur etc. gebildet werden kann.

c) Korrektur in der Kostenkalkulation

Eine aufwändigere Handlungsoption besteht in der Standardisierung der Kapitalkosten. Wir haben bereits angedeutet, dass hierfür ggf. Standardisierungen in drei Bereichen notwendig sind:

- **Altersstruktur:**
 - Diese Korrektur ist einfach umsetzbar: Rein mechanisch lassen sich die Kostenergebnisse von AKM um die Altersstruktur korrigieren. Hierzu ist die Kenntnis der Altersstruktur der Anlagen erforderlich, die aber auch den aktuell praktizierten Kalkulationsverfahren zugrunde liegt.
 - Die Korrektur ist jedoch methodisch „unsauber“, da das durch AKM ermittelte Anlagen-Mengengerüst nicht dem Mengengerüst entsprechen muss, welches sich bei Berücksichtigung der historischen Entwicklung aller relevanten Rahmenbedingungen ergeben hätte.
 - Die Korrektur um die Altersstruktur behebt ein Teilproblem, nicht aber die nachfolgend genannten Aspekte der Abschreibungs- und Aktivierungspolitik.
- **Abschreibungspolitik:** Eine Korrektur um die Abschreibungspolitik ist prinzipiell möglich. Um dies akkurat durchzuführen, müssten die historischen Investitionsprofile für jedes einzelne Unternehmen nachgebildet werden. Dies ist zum einen aufwändig und zum anderen nicht in allen Fällen möglich, insbesondere wenn aufgrund von Unternehmenszusammenschlüssen keine historische Kontinuität der Unternehmen gegeben ist. Sofern die genauen historischen Investitionsprofile nicht bekannt sind, kann jedoch mit synthetischen Investitionsprofilen gearbeitet werden. Diese können z. B. durch vereinfachte Indikatoren wie das durchschnittliche Anlagenalter und das durchschnittliche Nachfragewachstum gespeist werden. Diesen Ansatz hat z. B. der Regulator in den Niederlanden im Rahmen der ersten Preisprüfungsrunde 1999-2000 verfolgt.

- **Aktivierungspolitik:** Eine Standardisierung der Aktivierungspolitik ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich.

d) Modifikation des Risikozuschlags

Daneben sind pragmatische Korrekturen denkbar, die aber ausgewählte Unternehmen bevorzugen und damit andere relativ benachteiligen könnten. Das Prinzip besteht darin, allen Unternehmen einen Risikozuschlag derart zu geben, dass selbst für den Fall, dass ein Best-Practice-Benchmark durch Altersstruktur, Abschreibungs- und/oder Aktivierungspolitik verzerrt ist, alle Unternehmen eine Mindestrendite erzielen können.

e) Modifikation der Umsetzungsvorschrift für die Erlös-/Entgeltfestlegung

In eine ähnliche Richtung zielen Überlegungen, die Regeln zur Umsetzung der Analyseergebnisse in Erlös- bzw. Entgeltziele so zu modifizieren, dass Unternehmen ein „Risikopolster“ erhalten. Wie groß dieses „Polster“ sein sollte, könnte sich z. B. im Rahmen einer Stochastic Frontier Analyse (SFA) abschätzen lassen. Dabei zeigt der Unterschied zwischen den Benchmarking-Ergebnissen einer Corrected Ordinary Least Squares Analyse (COLS) und einer SFA für jedes einzelne Unternehmen individuell an, inwiefern die Benchmarking-Ergebnisse durch ein „Datenrauschen“ beeinflusst sein könnten. Dieses „Datenrauschen“ lässt sich – unter anderem – auf nicht berücksichtigte Einflussfaktoren wie Anlagen-Altersstruktur, Abschreibungspolitik etc. zurückführen.

Ein solches „Polster“ könnte auf unterschiedliche Weise berücksichtigt werden, z. B. durch

- Anhebung des Erlös-/Entgeltziels (z. B. Korrektur um statistische Unsicherheit) oder
- Modifikation des Erlös-/Entgeltgleitpfades (Streckung des Zeitraums bis zur Erreichung des endgültigen Ziels, z. B. zwei statt einer Regulierungsperiode).

4.4 Zusammenfassung

Wir haben gezeigt, dass es verschiedene regulierungspolitische Optionen gibt, um mit der Herausforderung unterschiedlicher Altersstrukturen der Netze bei Einsatz von AKM umzugehen. Wir haben gezeigt, dass es in der Praxis keine perfekte Lösung gibt. Dennoch können

AKM mit oder ohne Korrektur der Kapitalkostendaten ein sinnvolles Informationsinstrument darstellen.

Insbesondere sehen wir die Möglichkeit, AKM als Instrument zur Unterstützung eines relativen Unternehmensvergleichs einzusetzen. Ein solcher relativer Unternehmensvergleich unter Nutzung von Informationen aus einem AKM könnte auch ergänzend zu einem Benchmarking auf Basis alternativer Verfahren wie Stochastic Frontier Analyse (SFA) oder Data Envelopment Analyse (DEA) erfolgen. Die in diesem Kapitel entwickelten Aussagen zur Standardisierung der Kapitalkosten würden auch bei Anwendung dieser Verfahren gelten. Darüber hinaus könnte eine Kostenkalkulation auf Basis von AKM dazu dienen, die Plausibilität von standardisierten Kapitalkostenkalkulationen, die einer SFA oder DEA zugrunde liegen könnten, zu prüfen.

Um mögliche Inkonsistenzen im Rahmen relativer Vergleiche zu vermeiden, sind verschiedene pragmatische Ansätze denkbar:

- Verwendung des Durchschnittsunternehmens statt des Best-Practice-Unternehmens als Benchmark, wobei eine leichte methodische Ungenauigkeit zu tolerieren wäre;
- Korrektur der Kostenwerte um die Altersstruktur, ggf. zum Zweck der Verstetigung des Erlöspfades. Diese Korrektur berücksichtigt noch nicht Unterschiede in Abschreibungs- und Aktivierungspolitik. Die somit notwendige zusätzliche Korrektur um Abschreibungsmethoden wäre zumindest approximativ möglich.

5 Modellnetzanalyse – Modellierung und Umsetzung

5.1 Modellierungsansatz

5.1.1 Grundsätzliches

AKM dienen zur Ermittlung des bei effizienter Netzplanung erforderlichen Netzanlagenbestandes und der damit verbundenen Netzkosten für eine betrachtete Versorgungsaufgabe. Der MNA liegt dabei im Gegensatz zur RNA die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmäßige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders

- zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge) und
- für vergleichende Analysen einer großen Zahl von Versorgungsgebieten.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird (s. Kapitel 2). Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden. Derartige Fragestellungen können mit der RNA bearbeitet werden, die allerdings eine erheblich genauere und aufwändigere Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfordert.

Theoretisch müssen bei der Netzplanung alle Netzebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden. Dies ist jedoch aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist vielmehr eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumliche und technische (nach Netzebenen) mehr oder weniger abgegrenzte

Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Netzebenen abgeleitet. Solche Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung. An dieser Entkopplung orientiert sich auch die MNA. Die Ermittlung der für eine gegebene (homogene) Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der untersten Netzebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene.

Auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen wurden für Strom- und Gasnetze jeweils eigenständige Modellierungsansätze für die MNA entwickelt. In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die für beide Netzsparten einheitlichen Aspekte der Modellierung und anschließend die speziellen Ausprägungen der Modelle für Strom- und Gasnetze dargestellt.

5.1.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder – im Stromnetz – Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (z.B. Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in unterlagerte Netzebenen (Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen)
- mögliche Standorte für Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene

- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (z.B. Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

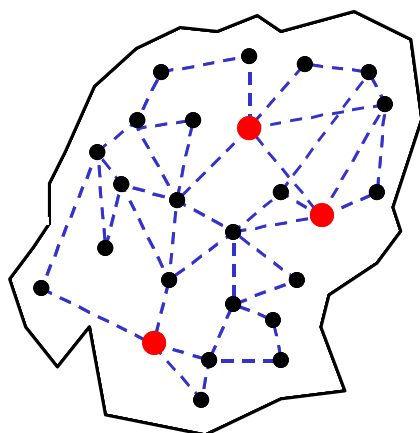
Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken, von Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können bei der Entwicklung und Anwendung von AKM über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Lasteigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der überlagerten Netzebene genutzt werden können.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) beschrieben werden. Bild 5.1 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

*Realitätstypische (inhomogene)
Versorgungsaufgabe*



*Homogene
Versorgungsaufgabe*

- Hausanschluss
- mögl. Einspeisung
- - - mögl. Trasse

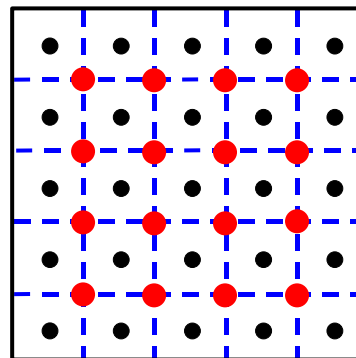


Bild 5.1: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

5.1.2.1 Teilgebietsansatz

Wenn die MNA angewendet wird, um die Auswirkungen der Eigenschaften realer Versorgungsgebiete auf den dort erforderlichen Netzanlagenbestand und die damit verbundenen Netzkosten zu untersuchen, etwa für vergleichende Analysen unterschiedlicher Versorgungsgebiete, kann die auf gebietsweiten Durchschnittswerten beruhende abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe zu ungenau sein, um belastbare Ergebnisse zu gewinnen. Bei solchen Untersuchungen kann die Genauigkeit gesteigert werden, indem jedes betrachtete Versorgungsgebiet in Teilgebiete zerlegt und die MNA für jedes Teilgebiet separat angewendet wird. Es wird dann nur unterstellt, dass jedes Teilgebiet für sich genommen näherungsweise durch eine homogene Versorgungsaufgabe nachgebildet werden kann (siehe Bild 5.2). Diese Teil-Versorgungsaufgaben können sich dagegen von Teilgebiet zu Teilgebiet unterscheiden. Die für die Teilgebiete eines Versorgungsgebiets erhaltenen Ergebnisse (Anlagenbestand, Netzkosten) werden bei dieser Vorgehensweise aufsummiert, um Ergebnisse für das Gesamtgebiet zu erhalten.

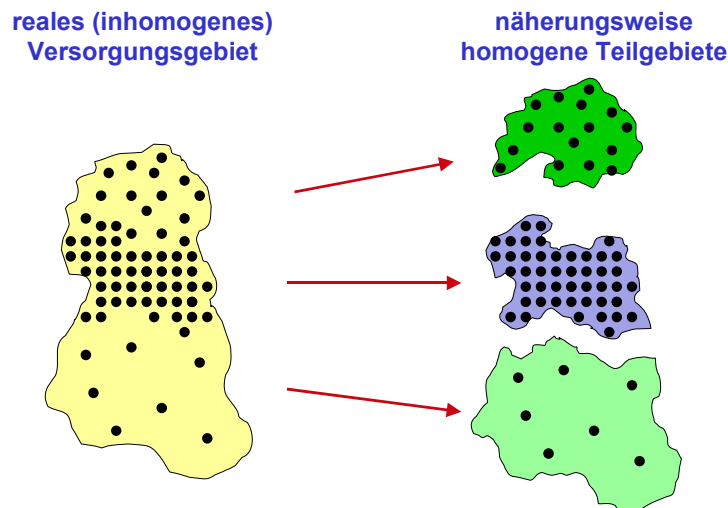


Bild 5.2: *Nachbildung eines realen (inhomogenen) Versorgungsgebiets durch Zerlegung in näherungsweise als homogen angenommene Teilgebiete*

Die Einteilung von Versorgungsgebieten in Teilgebiete sollte dabei so gewählt werden, dass die benötigten Eingangsgrößen für die MNA teilgebietsspezifisch entsprechend den gewählten Abgrenzungen zur Verfügung gestellt werden können. Sinnvoll kann z. B. die Einteilung nach Gemeinden oder anderen in statistischen Datenbeständen berücksichtigten Bezirken sein. Je nach Aufgabenstellung kann auch eine sehr feine Gebietseinteilung in kartografisch definierte Rasterflächen mit Kantenlängen von weniger als 1 km sinnvoll sein, wie sich jüngst in Untersuchungen zur Erfassung zersiedelter Strukturen und zur Abgrenzung erschlossener von nicht erschlossenen Gebieten gerade bei der Gasversorgung gezeigt hat. Grundsätzlich gilt, dass die Analyse umso genauer ist, je kleiner die Teilgebiete sind. Um zu vermeiden, dass die MNA entartete Netze entwirft, sollten die Teilgebiete allerdings immer deutlich größer sein als die „elementaren“ Flächenstücke je Anschlusspunkt (z. B. Grundstücksgrößen in der Endverteilungsebene). Diese aus der „Granularität“ der Versorgungsaufgabe resultierende Grenze unterscheidet sich je nach der betrachteten Netzebene.

5.1.2.2 Eingangsgrößen zur Beschreibung des Lastmodells

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Lastmodells für eine betrachtete Netzebene in einem (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- *Zahl der Anschlusspunkte*: Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden als auch (außer in der Endverteilungsebene) für die Einspeisung in unterlagerte Netzebenen über Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der unterlagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte. Relevant für die MNA sind die Anschlusspunkte, an denen der Verantwortungsbereich des Netzbetreibers endet. Von einem solchen Anschlusspunkt aus können jedoch mehrere Zählpunkte versorgt werden, z. B. in einem Mehrfamilienhaus.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die unterlagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Ersatzlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Lasthöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Lastmodell zu gelangen.

- *(Einheitliche) Höchstlast je Anschlusspunkt*: Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenversorgung erforderlich, da sich die Last an Einspeisungen in die unterlagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilungsebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten (Teil-) Versorgungsgebieten naheliegend ist.

Von dieser Lastangabe je Anschlusspunkt abzugrenzen ist die Höchstlast von Endkunden, die *direkt* aus einer Umspann- oder Gasdruckregelanlage versorgt werden, z. B. über kundeneigene Leitungen. Lasten dieser Art wirken sich nicht auf die Auslegung des Leitungsnetzes aus, können aber von der MNA bei der Auslegung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen berücksichtigt werden.

- *Versorgte Fläche des (Teil-) Versorgungsgebiets*: Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird. Auszugrenzen sind demnach

- Flächen, die nicht vom Netz überspannt werden (z. B. Seen, Wälder und sonstige größere Freiflächen), wobei der Umfang der auszugrenzenden Flächenstücke mit steigender Netzebene abnimmt, da überlagerte Netze auch Freiflächen überbrücken müssen;
- Flächen, die zwar besiedelt, nicht jedoch vom Netz erschlossen sind; diese Abgrenzung ist vor allem für Gasversorgungsnetze relevant (s. Abschnitt 5.1.7.1), wohingegen Stromversorgungsnetze praktisch einen Erschließungsgrad von 100 % aufweisen.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke. Auf der Ebene der Endverteilung ist diese Annahme aber nicht realistisch, da Grundstücke tendenziell rechteckig zugeschnitten werden, wobei die kurze Seite der Straße zugewandt ist. Um diesen Effekt analysieren zu können, bietet die MNA die Möglichkeit, auf der untersten Netzebene rechteckige Elementarflächen vorzusehen und das Seitenverhältnis explizit vorzugeben. Dass die Grundstücksgeometrie wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge eines Netzes (und ebenso die Straßlänge und damit den Umfang anderer Netzinfrastrukturen) haben kann, verdeutlicht Bild 5.3 beispielhaft für ein stilisiertes Versorgungsgebiet mit 64 zu versorgenden Grundstücken. Bei der hier gewählten Netzstruktur eines verzweigten Strahlennetzes mit drei Leitungsabschnitten ergibt sich bei einem Seitenverhältnis von 1:4 eine um rund ein Viertel geringere Leitungslänge als bei quadratischen Grundstücksflächen.

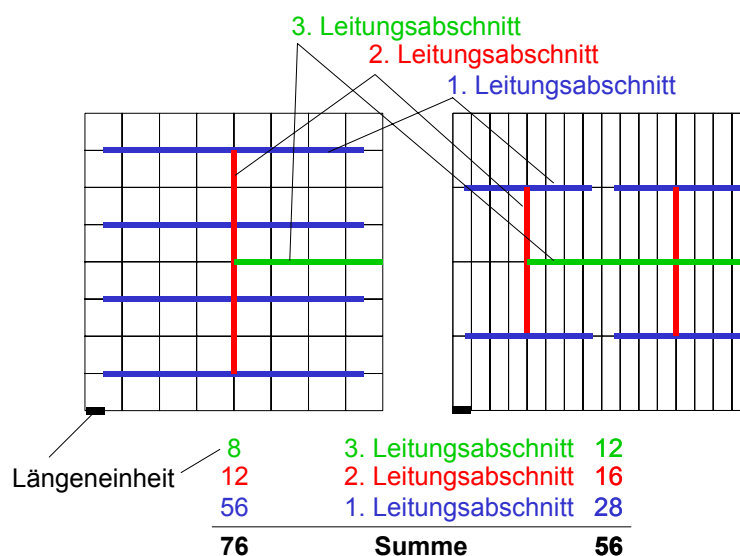


Bild 5.3: Verdeutlichung des Einflusses der Grundstücksgeometrie auf die Versorgungsleitungslänge in der Endverteilungsebene

5.1.3 Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen bzw. Druckstufen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen),
- der Netzstruktur (z. B. Strahlen-, Ring- oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (z. B. Spannungs- bzw. Druckgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können z. B. Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen. Beeinflussbare Nebenbedingungen betreffen beispielsweise – insbesondere bei Stromnetzen – das angestrebte Niveau der Netzzuverlässigkeit.

In der Praxis wird die Netzplanung jedoch nicht in jedem Einzelfall als eine solche komplexe Optimierungsaufgabe gehandhabt, da der hiermit verbundene Aufwand nicht vertretbar wäre und vor allem in den meisten Fällen bereits weitgehende Einschränkungen der Freiheitsgrade durch die in der Vergangenheit bereits getroffenen planerischen Entscheidungen zu berücksichtigen sind. Daher ist es üblich, einen großen Teil der genannten Freiheitsgrade auf Basis von Erfahrungen oder Grundsatzuntersuchungen weitgehend festzulegen. Hieraus ergeben sich Planungsgrundsätze, die im Einzelfall als feste Vorgaben behandelt werden. Dabei ist es durchaus üblich, dass die Planungsgrundsätze nach bestimmten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe differenziert werden, dass also beispielsweise in innenstädtischem Gebiet eine andere Netzstruktur angestrebt wird als in ländlichem Gebiet.

An dieser Planungspraxis orientiert sich auch die MNA: Die oben genannten Freiheitsgrade werden nicht durch das Modell optimiert, sondern durch eine Reihe von Planungsvorgaben festgelegt. Diese werden allerdings nicht bei der Modellentwicklung vorgegeben, sondern können bei der Anwendung des Modells eingegeben werden. Somit kann der Einfluss jeder einzelnen Planungsvorgabe auf die Netzauslegung und -kosten mittels Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

Im einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu beeinflussen:

- *Zahl der Netzebenen:* Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen bzw. Druckstufen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen) berücksichtigen.

Diese Modell-Netzebenen können im Prinzip auf alle realen Netzebenen angewendet werden, mit einer Einschränkung: Für die überregionale Transportebene (Übertragungsebene bei Stromnetzen und Fernleitungsebene bei Gasnetzen) ist die MNA konzeptbedingt kaum geeignet, da die Aussagekraft der Ergebnisse wegen der in diesen Ebenen vergleichsweise geringen Zahl jeweils großvolumiger Einzelanlagen angesichts der starken Abstraktion bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe sehr begrenzt ist (vgl. Abschnitt 3.2).

- *Betriebsmitteleigenschaften:* Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten (Teil-) Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.
- *Netzstruktur:* Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand und Netzkosten.

In der Praxis erfordert die Auswahl der optimalen Netzstruktur insbesondere eine Abwägung der Netzkosten und der aus Betriebs- und Zuverlässigkeitsgründen angestrebten Netzredundanz. Netzstrukturen mit höherer Redundanz bewirken tendenziell höhere Netzkosten durch zusätzliche Leitungsverbindungen, redundante Stationsauslegungen und zusätzlichen Bedarf an Schalt- bzw. Stellmöglichkeiten. Um die höhere Redundanz betrieblich auch nutzen zu können, sind zudem reduzierte Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel zu berücksichtigen, was wiederum tendenziell zu höheren Kosten führt. Die MNA kann die genannten Kostenwirkungen nachbilden, nicht jedoch die sonstigen bei der Wahl der optimalen Netzstruktur zu berücksichtigenden Kriterien wie Zuverlässigkeitsniveau und betriebliche Prozesse.

Für die Endverteilungsebene kann neben der Grundform der Netzstruktur vorgegeben werden, ob Versorgungsleitungen nur auf einer Straßenseite (oder in der Straßenmitte) oder aber auf beiden Straßenseiten vorgesehen werden und somit die Gebäude auf beiden Straßenseiten (bei „einseitiger Straßenbelegung“) oder nur die Gebäude auf jeweils einer Straßenseite (bei „zweiseitiger Straßenbelegung“) über eine Leitung versorgt werden.

- *technische Nebenbedingungen:* Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungs- bzw. Druckgrenzen an den Last-Anschlusspunkten.
- *Lastdurchmischung:* Die Tatsache, dass die Höchstlasten an den unterschiedlichen Last-Anschlusspunkten zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die „zeitgleiche“ Höchstlast eines Last-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Lastdurchmischung möglich sind.

Näheres zu den spartenspezifischen Ausprägungen dieser Planungsvorgaben ist in den Abschnitten 5.1.7 und 5.1.8 ausgeführt.

5.1.4 Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig,

- dass realistische Planungsvorgaben definiert werden, deren Bestimmung ja bereits einen erheblichen Teil der Komplexität der Optimierungsaufgabe „Netzauslegung“ vorwegnimmt, und
- dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen größeren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Die erstgenannte Bedingung muss bei der Anwendung der MNA berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass je nach Eigenschaften der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Kombinationen von Planungsgrundsätzen sinnvoll und praxisüblich sein können.

Die zweitgenannte Bedingung kann bei den üblichen Kostenverhältnissen von Betriebsmitteln in der Regel als erfüllt angesehen und somit bei der MNA zugrunde gelegt werden, die konzeptgemäß den „durchschnittlichen“ und nicht den unter Umständen hiervon abweichenden einzelnen Sonderfall betrachtet.

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (z. B. die Endverteilungsebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Station (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage) bis zum letzten zu versorgenden Last-Anschlusspunkt maximal sein kann.

- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene fließt – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der überlagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die unterlagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten eine „Ersatzlast“ zugewiesen wird (siehe Abschnitt 5.1.2).

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Bei der Ermittlung von Summenlasten der über einen Leitungszweig oder eine Station versorgten Last-Anschlusspunkte können Angaben über das Ausmaß der Lastdurchmischung berücksichtigt werden, d. h. über den Beitrag jeder Einzellast zur Summen-Höchstlast.

Neben den durch Lastflussberechnung zu überprüfenden Nebenbedingungen können strukturelle Nebenbedingungen wie Vorgaben für die maximale Länge von Leitungen, die maximale

Zahl von Anschlusspunkten pro Leitung oder – insbesondere bei Stromnetzen üblich – die maximale Zahl von „Abgängen“ pro Umspannstation berücksichtigt werden.

Der oben beschriebene Netzauslegungsalgorithmus berücksichtigt zunächst nur die Versorgungsleitungen, von denen die abschließenden Leitungsstücke zur Versorgung von Gebäuden (Hausanschlussleitungen) abzweigt werden, nicht jedoch die Hausanschlussleitungen selbst. Deren Länge wird abschließend auf Basis der Zahl der zu berücksichtigenden Anschlusspunkte und der vom Anwender des Modells vorzugebenden durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ermittelt. Eine modellendogene Ermittlung der durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ist nicht möglich, da die MNA keine Informationen über die Lage der Anschlusspunkte innerhalb der Grundstücksflächen hat.

In der bisherigen Darstellung des Netzauslegungsalgorithmus wird unterstellt, dass als unterste Netzebene die Endverteilungsebene betrachtet wird. Für den Fall, dass hiervon abweichend die Analyse bei einer höheren Netzebene beginnen soll, bietet die MNA die Möglichkeit, die Zahl der dann zu berücksichtigenden Einspeisestationen in die nächste unterlagerte (und nicht mehr zu betrachtende) Netzebene explizit vorzugeben. Diese Vorgabe ersetzt dann den Zahlenwert, der ansonsten als Ergebnis der Auslegung der unterlagerten Ebene ermittelt würde.

Daneben kann es je nach Aufgabenstellung von Interesse sein, für die Auslegung einer Stationsebene (Umspannung oder Gasdruckregelanlagen) die Zahl der Stationen fest vorzugeben, so dass der Netzauslegungsalgorithmus nicht mehr die Zahl, sondern die Auslastung der einzelnen Stationen zu bestimmen hat. Auch diese Möglichkeit bietet die MNA.

5.1.5 Diskrete vs. kontinuierliche Modellierung

Viele Ergebnisgrößen der Netzplanung sind in der Realität zwangsläufig ganzzahlig, wie z. B. Stationszahlen oder Zahlen von Leitungsabgängen pro Station. Die hierdurch auftretenden Sprünge in den Ergebnisgrößen bei kontinuierlicher Veränderung von Eingangsgrößen sind auch durchaus realitätsgetreu. Bei Untersuchungen mit der MNA hat sich jedoch gezeigt, dass die Stellen, an denen diese Sprünge in den Ergebnisgrößen auftreten, aufgrund der abstrahierten Nachbildung der Versorgungsaufgabe oft keinen realen Bezug mehr aufweisen und daher willkürlich erscheinen können.

Aus diesem Grund bietet die MNA die Möglichkeit, optional anstelle der „diskreten“ (ganzzahligen) Modellierung durchgängig mit rationalen Zahlen („kontinuierliche“ Modellierung) zu arbeiten, auch wenn dies auf den ersten Blick für Angaben wie Stationszahlen etc. realitätsfern wirkt.

Als unabdingbar hat sich die Verwendung der kontinuierlichen Modellierung bei Aufgabenstellungen herausgestellt, bei denen die Auswirkungen kleiner inkrementeller Änderungen der Eingangsgrößen untersucht und die Änderungen der Ergebnisgrößen ins Verhältnis zu den Änderungen der Eingangsgrößen gesetzt werden. Bei solchen Analysen können „zufällig“ verteilte Sprünge in den Ergebnisgrößen zu gänzlich falschen Aussagen führen.

Daher sollte bei Anwendung der MNA in aller Regel auf die kontinuierliche Modellierung zurückgegriffen werden. Die diskrete Modellierung ist nur zu empfehlen, wenn ausdrückliches Augenmerk auf die Höhe von Sprüngen bei der Netzauslegung und deren Auswirkungen auf die Netzkosten gelegt wird.

5.1.6 Kostenermittlung

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert ein nach Anlagentypen (Netzebenen, Leitungstypen etc.) differenziertes Mengengerüst (v. a. Leitungslängen und Stationszahlen) des für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netzes. Hierfür werden anschließend die Kosten auf Basis standardisierter, ebenfalls nach Anlagentypen differenzierter Investitions- und Betriebskostenansätze ermittelt. Dabei kommt, wie in Kapitel 2 beschrieben, ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionskosten unter Berücksichtigung von Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätzen in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Betriebskosten können als prozentualer, jährlich anfallender Zuschlag in Bezug auf die Investitionskosten oder auch als anlagentypspezifische absolute Kostenbeträge pro Jahr berücksichtigt werden. Bei der MNA für Stromnetze werden zusätzlich die Netzverlustkosten als eine Komponente der Betriebskosten ermittelt.

5.1.7 Gasnetzspezifische Modellierungsansätze

5.1.7.1 Versorgungsaufgabe

Gasnetze decken in der Regel nur einen Teil des Versorgungsgebiets eines Netzbetreibers ab. Sowohl der Erschließungsgrad, unter dem hier der Anteil des mit Gasversorgungsanlagen erschlossenen Gebiets am gesamten Versorgungsgebiet verstanden wird, als auch der Anschlussgrad, der den Anteil der innerhalb des mit Gasversorgung erschlossenen Gebiets tatsächlich angeschlossenen Gebäude an den dort insgesamt vorhandenen (und somit potenziell anschließbaren) Gebäuden angibt, liegen meist mehr oder weniger deutlich unter 100 %. Dies muss bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe eines (Teil-) Versorgungsgebiets für die MNA berücksichtigt werden:

- Die unvollständige Erschließung wird berücksichtigt, indem besiedelte, aber nicht erschlossene Flächen aus der Angabe zur versorgten Fläche des Gebiets ausgegrenzt werden. Dabei ist zu beachten, dass sich nicht erschlossene Flächen ähnlich wie Freiflächen je nach Netzebene unterschiedlich auswirken. Beispielsweise können nicht erschlossene Ortsteile auf der Endverteilungsebene vollständig ausgegrenzt werden, während sie auf überlagerten Netzebenen je nach ihrer Größe und je nach großräumiger Struktur der Versorgungsaufgabe durchaus betrachtungsrelevant sein können, weil sie z. B. vom regionalen Transportnetz durch- oder umlaufen werden.

Die theoretisch einleuchtende Ausgrenzung nicht erschlossener Gebiete stößt bei der praktischen Anwendung der MNA auf die Schwierigkeit, dass oft keine eindeutigen, objektiven Informationen zu dieser Abgrenzung verfügbar sind. In diesem Fall können unterschiedliche alternative Ansätze erwogen werden:

- Der Anteil des erschlossenen am gesamten besiedelten Gebiet kann über den Anteil der Gebäude, die in der „Nähe“ (z.B. in einer Entfernung von ± 30 m) von Versorgungsleitungen liegen, zur Gesamtzahl der Gebäude im betrachteten Gebiet abgeschätzt werden. Geografische Informationssysteme (GIS) sind teilweise in der Lage, diese Angaben automatisiert zu ermitteln.
- Unter Annahme eines konstanten durchschnittlichen Anschlussgrades und bei Kenntnis der Zahlen der an das Netz angeschlossenen sowie der insgesamt vorhandenen Ge-

bäude im betrachteten Gebiet kann auf den Anteil der erschlossenen an der gesamten besiedelten Fläche geschlossen werden.

- Bei Zerlegung eines Gebiets in kleine Rasterflächen kann die erschlossene besiedelte Fläche als die Summe aller Rasterflächen ermittelt werden, in denen mindestens ein an das Gasnetz angeschlossenes Gebäude existiert (siehe Ausführungen zum Teilgebietsansatz; Abschnitt 5.1.2.1).
- Ein unvollständiger Anschlussgrad innerhalb des erschlossenen Gebiets wird dadurch berücksichtigt, dass der MNA als Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe auf der Endverteilungsebene nicht nur die Zahl der tatsächlich realisierten Anschlusspunkte, sondern auch die Zahl der insgesamt vorhandenen Gebäude im erschlossenen Gebiet mitgeteilt werden. Die gesamte Gebäudezahl, die neben den realisierten auch die potenziell realisierbaren Anschlusspunkte im erschlossenen Gebiet umfasst, wird benötigt, um ein den realen Verhältnissen im Durchschnitt entsprechendes „Raster“ der homogenen Versorgungsaufgabe definieren zu können.

Die MNA unterstellt dann, dass im gesamten erschlossenen Gebiet Rohrleitungen auch an den noch nicht angeschlossenen Gebäuden vorbeigeführt werden, so dass weitere Anschlüsse lediglich die Errichtung weiterer Hausanschlussleitungen erfordern. Nur bei einer Strahlennetzstruktur (s. unten) wird berücksichtigt, dass gewisse Straßenabschnitte unverrohrt bleiben können, sofern dort keine Anschlüsse zu realisieren sind. Da die MNA keine Kenntnisse über die tatsächliche Verteilung der Anschlusspunkte im betrachteten Gebiet hat, wird hierzu eine Durchschnittsbetrachtung angestellt.

5.1.7.2 Planungsvorgaben

Im Hinblick auf Gasnetze können die Angaben zu den Planungsvorgaben für die MNA wie folgt präzisiert werden:

- Die bis zu drei modellierbaren *Netzebenen* können nach funktionalen Kriterien den in der Praxis üblichen Ebenen „lokale Endverteilung“, „lokaler Transport“ und „regionaler Transport“ zugeordnet werden. Ein Übergang zwischen unterschiedlichen Nenndruckstufen zwischen diesen funktionalen Ebenen ist möglich, aber nicht notwendig. Daher erlaubt die MNA eine freie Zuordnung von Druckstufen zu den funktionalen Ebenen. Wenn (und

nur wenn) die Druckstufen zweier direkt einander angrenzender Ebenen unterschiedlich sind, werden an den Verknüpfungspunkten Gasdruckregelanlagen vorgesehen.

- Als relevante *technische Eigenschaften der Betriebsmittel* sind in Gasnetzen folgenden Größen zu berücksichtigen:
 - Durchmesser und Widerstandswert (Rauheit) der Rohrleitungen
 - Oberer und unterer Nenndruck sowie Durchflusskapazität von Gasdruckregelanlagen
- Als grundlegende Formen der *Netzstruktur* sind bei der MNA für Gasnetze die in Bild 5.4 und Bild 5.5 skizzierten Strahlen-, Ring- und Maschennetzstrukturen vorgesehen. Grundsätzlich wird unterstellt, dass ausgehend von einem Einspeisepunkt aus der vorgelagerten (funktionalen) Netzebene mit oder auch ohne Gasdruckregelanlage die Verteilung zunächst über eine stärker dimensionierte Leitung (horizontale fette Linie) und von dort abzweigend über schwächer dimensionierte Leitungen (vertikale Linien) bis zu den Anschlusspunkten bzw. – wie hier dargestellt – in der Endverteilung zu den Abzweigungspunkten der Hausanschlussleitungen erfolgt. Die Abmessungen der beiden Leitungsabschnitte sind nicht vorgegeben, sondern ergeben sich aus der Netzauslegung. Die Netzstrukturen unterscheiden sich nur dahingehend, ob und in welchem Umfang die so erhaltenen Leitungszweige jeweils am Ende durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Komplexität realer Netzstrukturen durch diese Grundformen nicht umfassend abgebildet werden kann. In der Praxis ergeben sich z. B. häufig Strukturen mit hohem Vermaschungsgrad im dicht besiedelten Kern eines Ortes und eher strahlenförmigen Ausläufern zum Ortsrand hin. Die MNA ist konzeptgemäß nicht in der Lage, solche Strukturen unter Berücksichtigung der tatsächlichen (inhomogenen) Verteilung der Anschlusspunkte abzubilden. Die hier dargestellte Auswahl von Grundstrukturen dient daher vielmehr grundsätzlichen Untersuchungen zum Einfluss der Netzredundanz auf Anlagenbestand und Netzkosten.

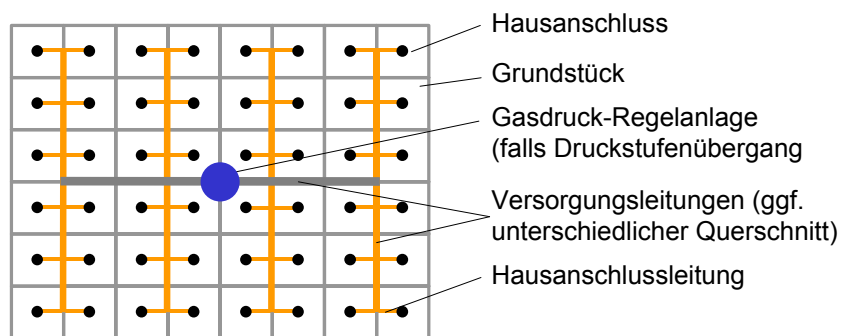
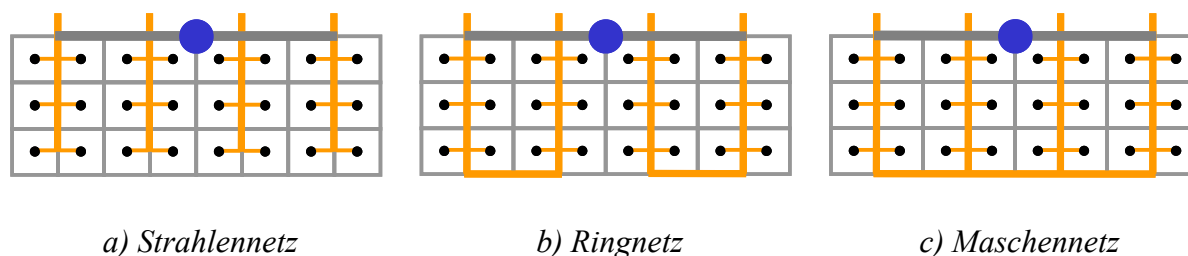


Bild 5.4: Grundsätzliche Struktur von Gas-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Endverteilungsebene und für einen Anschlussgrad von 100 %)



a) Strahlennetz

b) Ringnetz

c) Maschennetz

Bild 5.5: Optionale Grundformen der Netzstruktur für Gas-Modellnetze

- Als *technische Nebenbedingungen* können für jede Netzebene
 - obere und untere Druckgrenzen an den Netzknoten (Einspeise- und Anschlusspunkte) sowie
 - eine Obergrenze für die Fließgeschwindigkeit in Rohrleitungen vorgegeben werden. Letztere wird in der Praxis aus Gründen der Sicherheit und der Geräuschentwicklung berücksichtigt.

5.1.8 Stromnetzspezifische Modellierungsansätze

5.1.8.1 Versorgungsaufgabe

Als spartenspezifische Besonderheit sind beim Entwurf von Strom-Modellnetzen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Diese können bei dem hier entwickelten Modellierungsansatz vereinfacht abgebildet werden, indem die Zahl der für den Anschluss von Erzeugungsanlagen in einem Versorgungsgebiet benötigten zusätzlichen Anschlusspunkte der Zahl der

Last-Anschlusspunkte hinzugerechnet und die zum Höchstlastzeitpunkt „sicher“ verfügbare Erzeugungsleistung als negativer Lastbeitrag in der Angabe zur Lasthöhe berücksichtigt wird. Darüber hinaus können die als Planungsvorgaben zu definierenden Spannungsgrenzen an den Netzknoten (s. unten) angepasst werden, um zu berücksichtigen, dass Erzeugungsanlagen in Schwachlastsituationen zu einer Spannungserhöhung führen können, wodurch ein Teil des zulässigen Spannungsbandes „aufgezehrt“ wird.

Auf diese Weise können die wesentlichen Wirkungen der Netzintegration von Erzeugungsanlagen näherungsweise berücksichtigt werden, wobei unterstellt wird, dass die installierte Erzeugungsleistung in jedem Netzabschnitt (z. B. jedem Leitungsabgang) geringer ist als die Höchstlast und somit die Netzauslegung primär von der Lasthöhe und nicht von der Erzeugungsleistung determiniert ist.

Untersuchungen für spezielle Fälle, z. B. mit Erzeugungsleistungen, die die Höchstlast übertreffen, oder detailliertere Analysen etwa unter genauer Berücksichtigung der von Erzeugungsanlagen verursachten Spannungserhöhungen können mit der RNA durchgeführt werden, die eine explizite Nachbildung der Eigenschaften von Erzeugungsanlagen ermöglicht.

5.1.8.2 Planungsvorgaben

Beim Entwurf von Strom-Modellnetzen können folgende Planungsvorgaben berücksichtigt werden:

- Es können bis zu drei *Netzebenen* nachgebildet werden. Diese sind fest den Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung zugeordnet, wobei die Nennspannungen in der Nieder- und Hochspannungsebene mit 0,4 kV bzw. 110 kV festgelegt und in der Mittelspannungsebene wahlweise mit 10 kV oder 20 kV parametrierbar sind. Zur Speisung jeder dieser Netzebenen aus der jeweils überlagerten Spannungsebene wird je eine Umspannebene (Stationen mit Transformatoren) nachgebildet.
- Die wesentlichen planungsrelevanten *technischen Eigenschaften der Betriebsmittel* werden durch folgende Angaben berücksichtigt:
 - Stromtragfähigkeit, Reaktanz- und Widerstandsbeläge der Leitungen
 - Umspannkapazität, Leerlauf- und Kurzschlussverlustfaktoren der Transformatoren sowie Zahl der Transformatoren pro Umspannstation

- Als grundlegende Formen der *Netzstruktur* berücksichtigt die MNA für Stromnetze die in Bild 5.6 und Bild 5.7 skizzierten Strahlen-, Ring- und Maschennetzstrukturen. Es wird unterstellt, dass jeweils von einer in die betrachtete Netzebene einspeisenden Umspannstation ausgehend ein rechteckiger Ausschnitt des betrachteten Versorgungsgebiets versorgt wird. Die Abmessungen dieses Ausschnitts werden dabei nicht vorgegeben, sondern gehen als Ergebnis aus der Netzauslegung hervor. Die Versorgung findet über eine ebenfalls aus der Netzauslegung hervorgehende Zahl von Leitungsabgängen statt, die je nach Netzstruktur nicht miteinander verbunden werden (Strahlennetz) oder aber durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden. Dabei ist es für die hier im Vordergrund stehende Ermittlung der Anlagen-Mengengerüste unbedeutend, ob von einer im Normalbetrieb offenen (mit Trennstellen) oder geschlossenen Betriebsweise ausgegangen wird.

Bei den Netzstrukturen Ring- und Maschennetz wird berücksichtigt, dass die hiermit verbundene strukturelle Netzredundanz nur dann zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit beiträgt, wenn ausreichende Belastungsreserven der Betriebsmittel eingeplant werden, um im Störfall eine Weiter- oder Wiederversorgung über die verbleibenden Betriebsmittel ohne Verletzung technischer Grenzen (v. a. der Strombelastbarkeit der verbleibenden Betriebsmittel) zu ermöglichen.

Bei allen Strukturen wird berücksichtigt, dass im Bereich der hier horizontal dargestellten Leitungsabschnitte in der Regel mehrere Leitungen auf gleicher Trasse verlegt werden können, wodurch sich unterschiedliche Trassen- und Stromkreislängen ergeben.

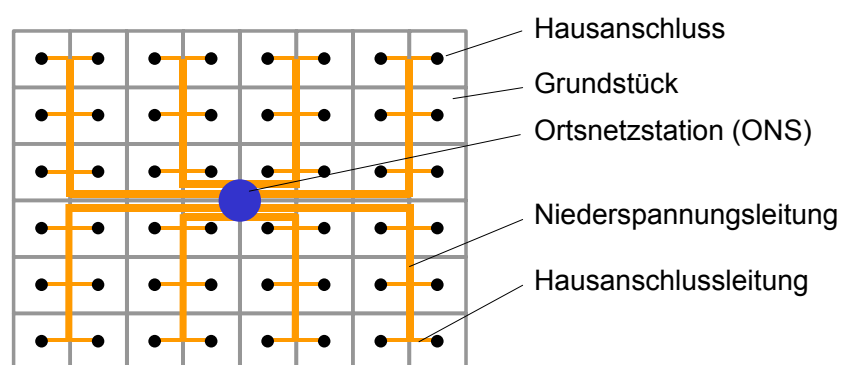


Bild 5.6: Grundsätzliche Struktur von Strom-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Niederspannungsebene)

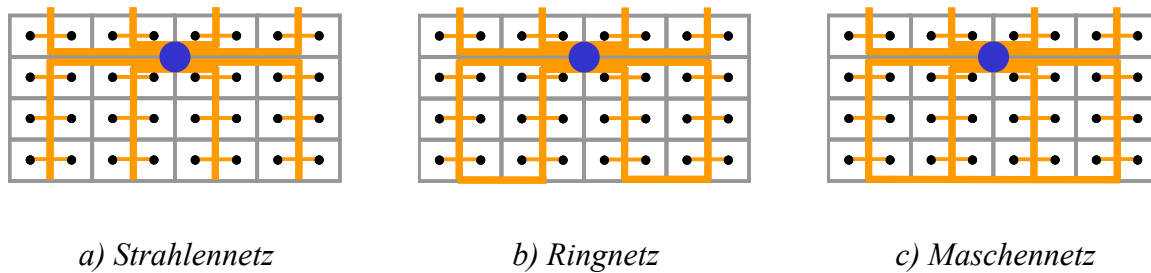


Bild 5.7: Optionale Grundformen der Netzstruktur für Strom-Modellnetze

Der Modellierungsansatz der MNA beruht auf der Annahme, dass das gesamte Netz in einem betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet konsequent nach einer der drei berücksichtigten Grundformen strukturiert ist. Dies ist angesichts der als homogen angenommenen Versorgungsaufgabe und des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ folgerichtig, da es keinen Grund gibt, innerhalb eines homogen strukturierten Gebiets unterschiedliche Strukturen zu realisieren, sofern nicht die historische Entwicklung des Netzes dagegen spricht.

Bei Vergleichen mit realen Netzen ist dagegen zu beachten, dass diese in der Regel keine durchgängig einheitliche Struktur aufweisen, sondern Mischformen dieser und anderer denkbarer Grundstrukturen. Beim Entwurf von Zielnetzen als Orientierung für die langfristige Netzentwicklung ist es jedoch durchaus praxisüblich, von einer weitgehend einheitlichen Struktur auszugehen, die unter Abwägung von Netzkosten, Zuverlässigkeitszielen und anderen Einflussfaktoren ausgewählt wird.

- Als *technische Nebenbedingung* wird – neben den für die Betriebsmittel vorzugebenden Belastbarkeitsgrenzen – für jede Netzebene der maximale Spannungsfall zwischen Einspeisepunkt aus der überlagerten Ebene und dem „hintersten“ Last-Anschlusspunkt berücksichtigt.

5.2 Umsetzung

5.2.1 Teilgebietskonzept

Die von uns entwickelten Software-Werkzeuge für die MNA bieten die Möglichkeit, eine große Zahl von Modellnetzen für Gebiete mit unterschiedlichen Eigenschaften, die in Form von Listen vorgegeben werden können, gleichzeitig zu entwerfen und zu bewerten. Je nach Aufgabenstellung kann diese Möglichkeit unterschiedlich genutzt werden:

- Bei Betrachtung eines konkreten Versorgungsgebiets unter Anwendung des Teilgebietsansatzes (s. Abschnitt 5.1.2.1) können so alle Teilgebiete gleichzeitig betrachtet werden. Um die Ergebnisse einer solchen nach Teilgebieten differenzierten Analyse sinnvoll strukturieren zu können, besteht die Möglichkeit, Teilgebiete nach mehreren hierarchischen Ebenen („Netz“, „Region“ und „Gesamtgebiet“) zu gruppieren. Dieser hierarchischen Anordnung ist auch die Zuordnung von Planungsvorgaben angelehnt: Mit Ausnahme der Netzstruktur, die für jedes Teilgebiet separat festgelegt werden kann, gelten alle vom Anwender zu bestimmenden Planungsvorgaben immer für alle Teilgebiete einer Gruppe auf der Strukturebene „Netz“ einheitlich.
- Bei Grundsatzuntersuchungen, die sich nicht auf ein konkretes, sondern ein fiktives Versorgungsgebiet beziehen, das im Ganzen betrachtet wird, kann die Möglichkeit der Teilgebietsanalyse genutzt werden, um systematisch Varianten dieses fiktiven Versorgungsgebiets zu generieren und gleichzeitig zu analysieren. Die Varianten können z. B. gebildet werden, indem eine einzelne Eingangsgröße (etwa die Zahl der Anschlusspunkte) in kleinen Schritten innerhalb einer realitätstypischen Bandbreite variiert wird. So kann auf einfache Weise der funktionale Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ergebnisgrößen bei Variation einer einzelnen Eingangsgröße untersucht werden.

Der Rechenzeitbedarf der MNA ist so gering, dass sehr große Zahlen von Teilgebieten (viele Tausend) ohne nennenswerte Rechenzeit gleichzeitig analysiert werden können.

5.2.2 Kostenermittlung

5.2.2.1 Berechnung annuitätischer Kosten

Die Kostenermittlung im Rahmen der MNA beruht, wie in Kapitel 2 ausgeführt, auf der Annuitätsmethode. Die Kapitalkosten von Netzanlagen werden somit unter Berücksichtigung von – nach Anlagentypen differenzierten – Investitionskosten, typischen Nutzungsdauern (nicht Abschreibungsdauern!) und eines Kalkulationszinssatzes als durchschnittliche Jahreskosten unter Annahme einer zyklischen Anlagen-Erneuerung nach Ablauf der jeweiligen Nutzungsdauer bestimmt.

Die Betriebskosten werden auf Basis spezifischer Betriebskostenansätze und – bei Stromnetzen – unter Berücksichtigung von Verlustkosten ebenfalls als Jahreskosten ermittelt. Die annuitätischen Kosten ergeben sich als Summe der jährlichen Kapital- und Betriebskosten.

5.2.2.2 Zuordnung von spezifischen Kostenansätzen

Sowohl die Investitions- als auch die jährlichen Betriebskosten werden ermittelt, indem die aus der Netzoptimierung hervorgehenden Anlagenmengen (Leitungslängen, Stationszahlen etc.) mit spezifischen, d. h. längen- oder stückbezogenen Kostenansätzen multipliziert werden. Bei der Zuordnung von Investitions- und Betriebskostenansätzen zu Anlagentypen bietet die MNA-Software umfangreiche Differenzierungsmöglichkeiten:

- Die bei der Netzoptimierung ermittelten Anlagenmengen sind bereits nach Anlagentypen differenziert, und zwar nach Netzebenen, nach Trassen- und Leitungslänge, nach Leitungsfunktionen (Versorgungs- und Hausanschlussleitungen) und – speziell bei Umspannanlagen in Stromnetzen – nach Stationen und Schaltfeldern. Jedem Anlagentyp können eigene Kostenansätze zugeordnet werden.
- Alternativ kann die Anlagenmenge je Anlagentyp auch weiter aufgeteilt werden, indem explizit prozentuale Anteile definiert werden. Jedem Anteil können wiederum eigene Kostenansätze zugeordnet werden. Dies kann z. B. genutzt werden, um Aufteilungen der Anlagenmengen auf unterschiedliche Technologien oder Materialarten zu berücksichtigen, die aus der historischen Entwicklung der Netze resultieren.
- Alle Angaben zu Kostenansätzen können für bis zu 5 Gebietstypen (z. B. „städtisch“, „ländlich“ etc.) differenziert hinterlegt werden. Gleichzeitig kann jedem Teilgebiet ein Gebietstyp zugeordnet werden. Es werden dann je Teilgebiet die dem Gebietstyp entsprechenden Kostenansätze verwendet.

Spezifische Kostenansätze für die Betriebskosten können auf unterschiedliche Weise definiert werden, und zwar entweder

- durch jährliche Zuschlagsfaktoren als Prozentwert der Investitionskosten, die dem jeweiligen Anlagentyp zugeordnet wurden, oder
- durch Kostenangaben für einzelne betriebliche Maßnahmentypen, die wiederum je Anlagentyp flexibel definiert werden können. Die Kostenangaben können als absolute Beträge

in Euro pro Maßnahme und pro Kilometer bzw. Stück oder auch in Mannstunden pro Maßnahme und pro Kilometer bzw. Stück vorgegeben werden, wobei im letztgenannten Fall zusätzlich eine (global gültige) Angabe zu den Kosten pro Mannstunde benötigt wird.

Zudem kann ein Näherungswert für den u. a. von der Fläche des Versorgungsgebiets, den Anlagenmengen, den erforderlichen betrieblichen Maßnahmen sowie der Zahl der Betriebsstellen eines Netzbetreibers abhängigen Zeit- und somit Personalaufwand für Fahrtätigkeiten abgeschätzt werden. Hierfür sind ebenfalls verschiedene global gültige Parameter zu besetzen.

An dieser Stelle ist allerdings zu betonen, dass der Aufwand der Parametrierung der MNA mit zunehmender Differenzierung der Kostenansätze erheblich steigt, und dass die Unsicherheiten bei der Parametrierung der Kostenansätze nicht allein dadurch reduziert werden, dass diese stärker differenziert werden. Die oben genannten Differenzierungsmöglichkeiten sind somit als Modelloptionen zu verstehen, die je nach Aufgabenstellung nützlich sein können, keineswegs jedoch bei jeder Anwendung in vollem Umfang genutzt werden müssen.

5.2.2.3 Vorgaben zum realen Anlagen-Mengengerüst

Die Analysesoftware bietet die Möglichkeit, zusätzlich zu den durch die Netzoptimierung ermittelten Anlagenmengen Angaben zum Bestand an weiteren Anlagentypen zu machen. Diese Option kann bei Betrachtung realer Netze genutzt werden, um auch die Kosten von Anlagentypen, die beim Modellnetzentwurf nicht oder nicht hinreichend differenziert nachgebildet werden, berücksichtigen zu können.

Die so vorgegebenen Bestandsmengen werden dann im Gegensatz zu den durch die Netzoptimierung ermittelten Mengenangaben nicht auf ihre Effizienz hin analysiert, sondern nur in die Kostenermittlung einbezogen.

Grundsätzlich ergibt sich hierdurch auch die Möglichkeit, die Ergebnisse der Netzoptimierung gar nicht zu verwenden und stattdessen die Kosten für ein vollständig auf dem realen Bestand basierendes, explizit vorgegebenes Anlagen-Mengengerüst zu ermitteln. Wie der Überblick über internationale Anwendungserfahrungen mit AKM (Abschnitt 3.4) gezeigt hat, werden auch solche Modellierungsansätze mitunter im regulatorischen Kontext genutzt, z. B. in Dänemark.

6 Referenznetzanalyse – Modellierung und Umsetzung

6.1 Modellierungsansatz

6.1.1 Grundsätzliches

Die RNA verfolgt im Gegensatz zur stark abstrahierenden MNA den Ansatz, die Versorgungsaufgabe und alle für die Netzauslegung relevanten Randbedingungen so detailliert nachzubilden, dass prinzipiell realisierbare kostenoptimale Netze für konkrete Versorgungsgebiete entworfen werden können. Gleichwohl wird dabei wie bei der MNA eine Grüne-Wiese-Situation unterstellt. Die historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe und anderer Einflussfaktoren geht somit nicht in die Betrachtung ein, sofern sie nicht explizit durch sukzessive Anwendung der RNA für mehrere Betrachtungszeitpunkte im Sinne einer pfadabhängigen Optimierung berücksichtigt wird.

Naturgemäß ist die RNA mit einem erheblich größeren Datenbeschaffungs- und Rechenaufwand verbunden als die MNA. Dabei besteht auch hier Spielraum im Hinblick auf den Detailgrad der Modellierung, so dass sowohl der Datenbeschaffungsaufwand (etwa hinsichtlich der Frage, ob reale Trassenlängen oder nur Luftlinienabstände der Netzknoten in Verbindung mit einem pauschalen Umwegfaktor angesetzt werden) als auch der Rechenaufwand (etwa durch unterschiedlich starke Differenzierung der berücksichtigten Betriebsmitteltypen) beeinflusst werden können.

In jedem Fall ist der Rechenzeitbedarf der RNA aber so hoch, dass große Netze mit – je nach Netzebene – Hunderten bis Tausenden von Netzknoten nicht in einem praktikablen Zeitrahmen geschlossen optimiert werden können. Daher müssen große Netze, sofern sie vollständig mittels RNA analysiert werden sollen, in Teilgebiete unterteilt werden, für die dann jeweils einzeln Referenznetze entworfen werden. Alternativ hierzu ist es bei vielen Fragestellungen aber auch ausreichend, eine Reihe von strukturell repräsentativen Teilgebieten zu betrachten. Es ist zu betonen, dass der Teilgebietsansatz bei der RNA im Gegensatz zur MNA nicht der Erhöhung der Modellgenauigkeit dient, sondern der Reduktion des Rechenzeitbedarfs.

Weitere wesentliche Grundlagen der RNA-Modellierung werden nachfolgend getrennt nach den Modellierungsansätzen für Gas- und Stromnetze diskutiert.

6.1.2 Referenznetzanalyse für Gasnetze

In Gasnetzen kann der Anschluss der Endkunden grundsätzlich mit verschiedenen Nenndrücken erfolgen. In Abhängigkeit von der gewählten Druckstufe ergeben sich in den unterschiedlichen funktionalen Ebenen des Netzes – Endverteilung, lokaler/regionaler Transport, überregionaler Transport – ebenfalls unterschiedliche Druckstufen. Da sich die Struktur eines effizienten Netzes vor allem an der zu erfüllenden Funktionalität der Netzebene und weniger an der gewählten Druckstufe orientiert, ist eine eindeutige Zuordnung von Netzstrukturen zu Druckstufen in der Regel nicht möglich. Das entwickelte Verfahren zur RNA von Gasnetzen bietet daher die Möglichkeit, mehrere Druckstufen in unterschiedlichen funktionalen Ebenen des Netzes in einer geschlossenen Optimierung zu betrachten. Insbesondere kann die optimal einzusetzende Druckstufe innerhalb eines Netzbereichs ein Ergebnis der Optimierung darstellen. Es ergibt sich daher unter Berücksichtigung des oben erläuterten Teilgebietsansatzes die in Bild 6.1 schematisch dargestellte Abgrenzung des jeweils geschlossen optimierbaren Systembereichs.

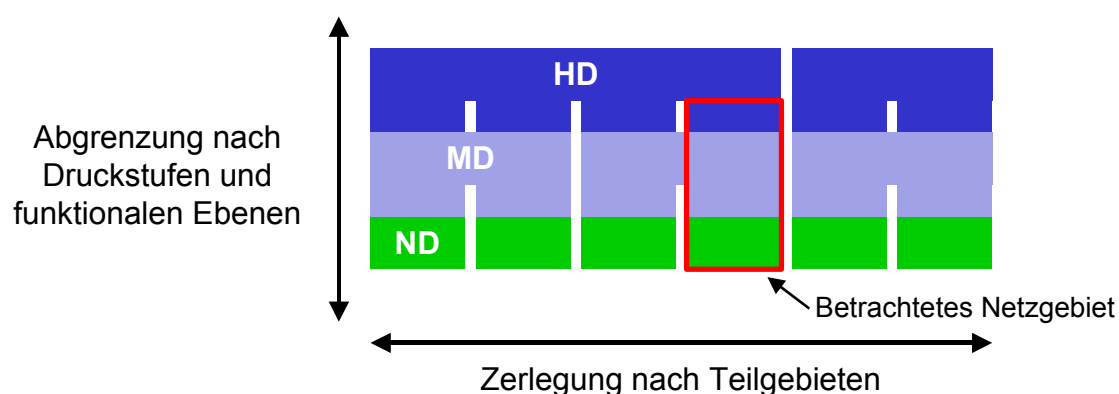


Bild 6.1: Abgrenzung des Betrachtungsbereichs bei der RNA für Gasnetze (schematisch, beispielhaft)

Eingangsdatum der Optimierung ist ein vollständiges Modell der zu erfüllenden Versorgungsaufgabe. Die möglichen Leitungen auf den nutzbaren Trassen innerhalb des Versorgungsgebietes können dabei einzelnen Netzbereichen zugeordnet werden, die über einen eindeutigen Namen identifiziert werden. Netzbereiche können dabei sowohl geografisch getrennte Bereiche des Netzes sein als auch funktional oder technisch über- bzw. unterlagerte Netzebenen (z. B. Nieder-, Mittel- und Hochdruckebene). Hierdurch ist es beispielsweise möglich, eine

mögliche Leitung im Netzbereich „Niederdruck“, also in der untersten funktionalen Ebene des Netzes, vorzugeben, ohne gleichzeitig bereits den Nenndruck, der in dieser Ebene verwendet werden soll, festzulegen. Der einzusetzende Nenndruck stellt dann ein Ergebnis der Optimierung dar.

Das Systemmodell besteht auf der obersten Modellebene aus *Orten* und *Trassen*, wobei eine Trasse stets genau zwei Orte miteinander verbindet. Bei der Ausführung einer Trasse kann zwischen verschiedenen *Gräben* gewählt werden. In jedem Graben können eine oder mehrere *Leitungen* verlegt sein, wobei unterschiedliche *Rohre* als Leitung verwendet werden können. Während sich eine Leitung in einem eindeutigen Netzbereich befinden muss, der über seinen Namen identifiziert wird, kann eine Trasse auch mehrere Leitungen in unterschiedlichen Netzbereichen aufnehmen.

An den einzelnen Orten des Netzes befinden sich *Knoten*, an denen eine Verknüpfung ankommender Leitungen möglich ist. Knoten sind somit analog zu Leitungen eindeutig einem Netzbereich zugeordnet. *Netzkunden* können ebenfalls an Knoten angeschlossen werden, wobei es sich bei Netzkunden um Industrie- oder Haushaltskunden mit einer vorgegebenen Abnahme bzw. Einspeisung handelt. Zudem können Knoten innerhalb einer Station, die sich in unterschiedlichen Netzbereichen befinden, über *Regler* (Gasdruckregelanlagen) miteinander verbunden werden.

Objekten, die ein konkretes Betriebsmittel oder eine im Rahmen der Netzplanung nicht weiter untergliederte Betriebsmittelgruppe nachbilden, wird ein *Typ* aus einer vorgegebenen Typdatenbank zugewiesen. Diesem Typ sind sämtliche für die RNA relevanten technischen und wirtschaftlichen Kenndaten des Betriebsmittels zugeordnet.

Eingangsdatum der RNA ist immer ein Systemmodell, das alle Randbedingungen und Freiheitsgrade enthält. Das Ergebnis der RNA beschreibt hingegen einen konkreten Netzzustand. Dazu wird das Systemmodell durch Angaben ergänzt, ob bestimmte Komponenten (Leitungen, Regler etc.) realisiert werden sollten und mit welchem Typ oder in welcher Art eine solche Realisierung erfolgen sollte (Rohre, Regler, Gräben).

Aufgrund der zuvor erläuterten Abgrenzung des Betrachtungsbereichs bei der Optimierung von Gasnetzen wurde für Gasnetze ein Referenznetzanalyseverfahren entwickelt, das die geschlossene Optimierung mehrerer funktionaler Netzebenen erlaubt. Dadurch werden Wech-

selwirkungen zwischen Netzebenen direkt in der Optimierung berücksichtigt und Netzstrukturen ermittelt, die zu den geringsten Gesamtkosten im Betrachtungsbereich führen. Die Netzstrukturen, die sich in den einzelnen funktionalen Ebenen ergeben (Strahlen-, Ring-, Strang- oder vermaschte Strukturen), sind damit abhängig von den Wechselwirkungen zwischen diesen Ebenen, den Freiheitsgraden der Optimierung und den zu beachtenden technischen Randbedingungen.

6.1.3 Referenznetzanalyse für Stromnetze

Im Gegensatz zu Gasnetzen ist bei Stromnetzen in der Regel eine eindeutige Zuordnung von Netzstrukturen zu Spannungsebenen möglich. Während in der Mittel- und Niederspannungsebene Strahl- und offen betriebene Strang- bzw. Ringnetze praxisübliche Netzstrukturen darstellen, dominieren in der Hoch- und Höchstspannungsebene vermaschte Netzstrukturen. Am IAEW wurden deshalb unterschiedliche Verfahren zur RNA entwickelt, die jeweils an die Optimierung bestimmter Netzstrukturen für einzelne Spannungsebenen angepasst sind. Somit ergibt sich bei der Abgrenzung des jeweils betrachteten Systembereichs bei der RNA für Stromnetze zusätzlich eine Zerlegung nach Spannungsebenen (Bild 6.2).

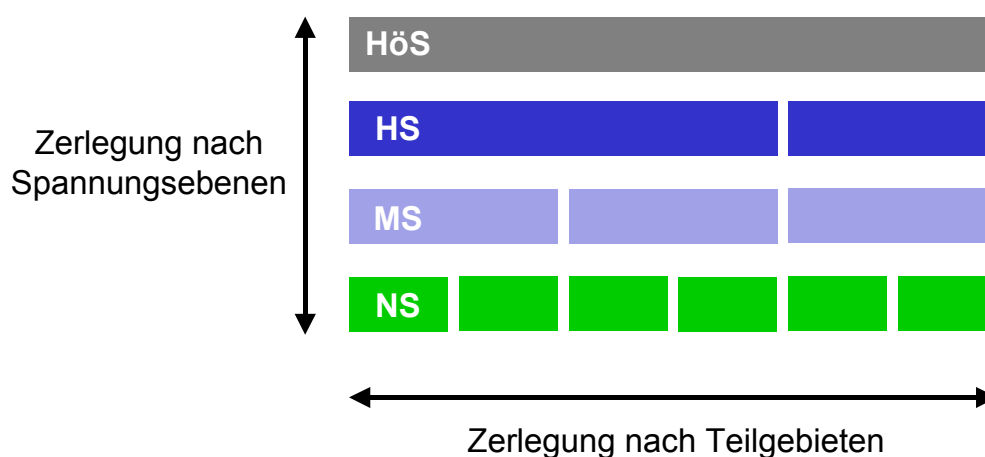


Bild 6.2: Abgrenzung des Betrachtungsbereichs bei der RNA für Stromnetze (schematisch)

Sämtliche dieser spannungsebenenspezifischen Verfahren bauen jedoch auf einer weitmöglichst einheitlichen Modellierung auf, um eine einfache Anwendbarkeit der Verfahren zu gewährleisten. Dieses Modell ähnelt dem in Abschnitt 6.1.2 beschriebenen Systemmodell für Gasnetze und wird im Folgenden beschrieben.

Auch für Stromnetze besteht das Modell auf der obersten Ebene aus *Orten* und *Trassen*, die jeweils zwei Orte miteinander verbinden.

Orte werden in *Stationen* und *Verzweigungen* unterteilt. Der Anschluss von einem oder mehreren *Netzkunden* (Industriekunden, unterlagerten Spannungsebenen oder Einspeisungen) ist nur in Stationen möglich. Verzweigungen dienen lediglich der Berücksichtigung von Trassenkreuzungspunkten oder der detaillierten Modellierung von Trassenverläufen.

Trassen können in Stromnetzen als *Kabeltrassen* oder *Freileitungstrassen* modelliert sein. Dementsprechend kann bei der Ausführung zwischen verschiedenen *Gestängen* oder *Gräben* gewählt werden. Auf jedem Gestänge bzw. in jedem Graben können ein oder mehrere *Stromkreise* (auch unterschiedlicher Spannungsebene) geführt werden, wobei verschiedene *Leiterseile* bzw. *Kabel* verwendet werden können.

In den Stationen befinden sich *Schaltanlagen* verschiedener Spannungsebenen. Diese bieten – je nach Schaltanlagenkonzept evtl. in begrenzter Anzahl – Anschlüsse zur Verknüpfung der ankommenden Stromkreise und der Netzanbindung der Netzkunden. Außerdem können in einer Station befindliche Schaltanlagen mehrerer Spannungsebenen durch *Transformatoren* miteinander verknüpft sein.

Analog dem Systemmodell für Gasnetze wird Objekten, die als nicht weiter untergliedertes Element behandelt werden, ein *Typ* aus einer vorgegebenen Typdatenbank zugewiesen, der ihre technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften beschreibt.

Auch das Systemmodell für Stromnetze wird als Ergebnis der RNA durch Angaben dazu ergänzt, ob bestimmte Objekte realisiert werden sollen und wie diese Realisierung zu erfolgen hat. Somit stellt das Ergebnis der RNA eine Liste der zu realisierenden Elemente des Systemmodells und die jeweils zu verwendenden Typen für die Realisierung der Objekte dar.

Bei Stromnetzen ist im Gegensatz zu Gasnetzen aufgrund der geringeren Bandbreite möglicher Betriebsmitteldimensionierungen und zulässiger Betriebsmittelauslastungen eine deutlich stärkere Trennung zwischen einzelnen Netzebenen möglich. Für die einzelnen Netzebenen wurden daher drei unterschiedliche Verfahren zur Referenznetzanalyse entwickelt, die optimal an die üblichen Netzstrukturen in den einzelnen Netzebenen angepasst wurden. Wechselwirkungen zwischen Netzebenen können durch sukzessive Anwendung der Verfahren unter wechselseitiger Vorgabe der Optimierungsergebnisse berücksichtigt werden. In Abhän-

gigkeit von der betrachteten Netzebene und der zu optimierenden Netzstruktur sind die folgenden Verfahren anwendbar:

- Das Referenznetzanalyseverfahren für Hoch- und Höchstspannungsnetze ermittelt vermaschte Netzstrukturen. Stichanschlüsse sind dabei ebenfalls zulässig, wenn die Freiheitsgrade der Optimierung derart eingeschränkt sind, dass keine alternative Struktur möglich ist, oder alternative Strukturen zu signifikant höheren Netzkosten führen würden. Dieses Verfahren kann prinzipiell auch zur Berechnung vermaschter Mittelspannungsnetze mit Transportcharakter (z. B. bei Netzkonzepten mit Schwerpunktstationen oder Zwischen Spannungsebenen) eingesetzt werden.
- Für Mittelspannungsverteilungsnetze können reine Ring-, Strang- und Strahlennetze sowie kombinierte Ring-/Strangnetze ermittelt werden, wobei in Ring- und Strangnetzen auch Stichanschlüsse bis zu einer parametrierbaren Länge zulässig sein können. Das Verfahren ermöglicht zudem die Vorgabe von maximal zulässigen Grenzwerten zur Unterbrechungshäufigkeit.
- Das Referenznetzanalyseverfahren für Niederspannungsnetze ermittelt reine Strahlstrukturen, da diese aufgrund der geringen Leitungslänge die kostengünstigste Netzstruktur darstellen und Niederspannungsnetze üblicherweise nur einen geringen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Netzkunden beitragen. Zur Berücksichtigung der stochastischen Lastcharakteristik der Niederspannungsnetzkunden basiert dieses Verfahren auf einem stochastischen Lastmodell. Alternativ kann zur Ermittlung von Ring- oder Strangnetzen in der Niederspannungsebene ohne Einschränkungen die Referenznetzanalyse für Mittelspannungsnetze auch auf die Niederspannungsebene angewendet werden. In diesem Fall greift auch dieses Verfahren auf ein identisches stochastisches Lastmodell zur Berechnung der Betriebsmittelbelastungen zurück.

6.2 Umsetzung

Im Gegensatz zur MNA, bei der die Netzoptimierung aufgrund der dort angewendeten Vereinfachungen auf eine Minimierung der Anlagenmengen (und damit indirekt der Netzkosten) hinausläuft, erfolgt bei der RNA eine explizite Kostenoptimierung der Netzstruktur. Die Verfahren zur RNA enthalten daher spezielle Algorithmen, die das Lösen dieser manuell nicht mehr durchführbaren Planungsaufgabe in handhabbarer Rechenzeit erlauben.

Im folgenden Abschnitt 6.2.1 werden die Grundlagen der in diesem Projekt weiterentwickelten Netzoptimierungsverfahren vorgestellt. Die Abschnitte 6.2.2 bis 6.2.5 behandeln anschließend die konkreten Ausprägungen dieser Verfahren für die RNA für Gasnetze sowie für Stromnetze unterschiedlicher Spannungsebenen.

6.2.1 Grundsätzliches

Die entwickelten Verfahren zur RNA bauen auf heuristischen Optimierungsverfahren auf, wobei überwiegend der Optimierungsansatz der Genetischen Algorithmen verwendet wird. Im Folgenden wird daher zunächst ein kurzer Überblick über Genetische Algorithmen gegeben, bevor auf die speziellen Anpassungen für ihre Anwendung zur RNA eingegangen wird.

6.2.1.1 Genetische Algorithmen

Da Genetische Algorithmen von natürlichen Prozessen abgeleitet sind, nutzen sie auch eine spezielle, aus der Biologie übernommene Terminologie, deren wichtigste Elemente in Tabelle 6.1 dargestellt sind.

Begriff	Erläuterung
Individuum	Mögliche Problemlösung
Population	Menge möglicher Problemlösungen
Fitness	Lösungsqualität bezogen auf Zielfunktion
Generation	Iteration
Gen	Entscheidungsvariable
Genstring	Codierung einer möglichen Problemlösung (Zeichenkette)

Tabelle 6.1: Terminologie für Genetische Algorithmen

Genetische Algorithmen lösen ein Optimierungsproblem, indem iterativ alle Individuen einer Population bewertet und diejenigen mit dem höchsten Fitnesswert als Eltern zur Erzeugung der nächsten Generation (Kindpopulation) ausgewählt werden. Dabei wird angestrebt, die Fitness der Individuen von Generation zu Generation zu verbessern, indem die Eigenschaften der Elternindividuen mit hoher Fitness kombiniert werden. Der Genstring eines neuen Individuums wird hierzu aus den Genstrings der Elternindividuen zusammengesetzt.

Einen Überblick über den Ablauf eines Genetischen Algorithmus gibt Bild 6.3.

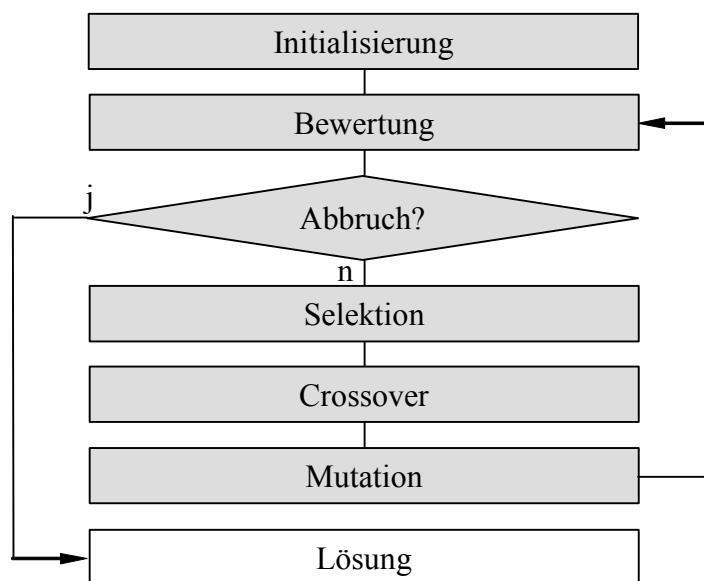


Bild 6.3: Ablauf eines Genetischen Algorithmus

Die Optimierung beginnt mit der Initialisierung des Algorithmus. Diese umfasst zwei Schritte: Im ersten wird das zu lösende Optimierungsproblem geeignet codiert. Das bedeutet, dass für alle möglichen Werte der Gene eine eindeutige Repräsentation durch eine Zeichenkette festgelegt wird. Ein Genstring ergibt sich dann aus der Konkatenation dieser Zeichenketten. Ursprünglich waren ausschließlich binäre Codierungen üblich, mittlerweile haben sich aber auch andere, an das zu lösende Problem angepasste Codierungen durchgesetzt [11]. Der zweite Schritt im Rahmen der Initialisierung ist die Erzeugung einer Startpopulation. Üblich ist hier eine ausschließlich zufällige Erzeugung der Genstrings der Individuen. Sinnvoll kann aber auch die Vorbelegung mit bekannten Startlösungen sein.

Nach der Initialisierung startet die Iterationsschleife. An deren Beginn wird zunächst die aktuelle Population bewertet, d. h. die Fitness aller Individuen wird ermittelt. Dies erfordert in der Regel eine Decodierung der Lösungen. Sodann wird geprüft, ob eine weitere Iteration durchgeführt werden soll. Abbruchkriterien können von außen vorgegeben sein (z. B. maximale Iterationszahl) oder sich aus dem Verfahrensablauf ergeben (z. B. keine Verbesserung der Fitness des besten Individuums in den letzten Iterationen).

Die Erzeugung einer neuen Generation von Individuen beginnt mit dem Prozess der Selektion. Hier werden diejenigen Elternindividuen, aus deren Genstrings die neuen Individuen durch Rekombination entstehen sollen, ausgewählt und in einen sogenannten mating pool kopiert. Dabei werden Individuen mit hohem Fitnesswert bevorzugt. Dadurch entsteht jedoch die Gefahr einer Dominanz einiger weniger Individuen, deren Folge eine frühzeitige Konvergenz in einem lokalen Optimum sein kann. Um dies zu verhindern, werden mit einer entsprechend geringeren Wahrscheinlichkeit auch Individuen mit relativ niedrigem Fitnesswert bei der Selektion berücksichtigt. Selektionsalgorithmen, die diese Anforderungen erfüllen, sind z. B. in [11] beschrieben.

Die neuen Individuen werden danach durch einen sogenannten Crossover erzeugt. Dabei werden die Genstrings von zufällig aus dem mating pool ausgewählten Elternindividuen an bestimmten, in der Regel zufällig gewählten Stellen aufgetrennt und neu zusammengesetzt. Bild 6.4 zeigt die grundsätzliche Vorgehensweise, die in der Praxis auf vielfache Weise abgewandelt werden kann [11].

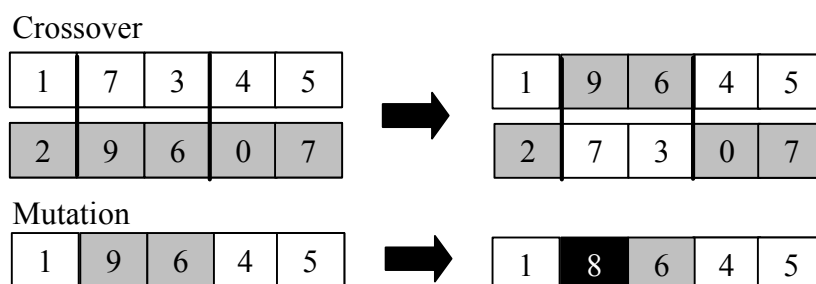


Bild 6.4: Beispielhafte Anwendung der Genetischen Operatoren Crossover und Mutation

Um bisher nicht betrachtete Teile des Lösungsraums zu erschließen und so eine vorzeitige Konvergenz in lokalen Optima zu vermeiden, werden die Genstrings einiger der neu erzeugten Individuen an zufällig ausgewählten Stellen, wie in Bild 6.4 illustriert, ebenso zufällig verändert. Die Wahrscheinlichkeit einer solchen Mutation wird jedoch, in erneuter Analogie zur Natur, sehr gering gewählt.

Die neue Population setzt sich dann aus den mittels Crossover und Mutation neu erzeugten Individuen zusammen, wobei je nach Parametrierung auch die fittesten Individuen der vorhergehenden Generation in die neue Population übernommen werden können.

Die Teilschritte Selektion, Crossover und Mutation werden üblicherweise als Genetische Operatoren bezeichnet.

6.2.1.2 Berücksichtigung von Nebenbedingungen

Bei der Ermittlung von Netzentwürfen müssen eine Vielzahl technischer Mindestanforderungen beachtet werden. Dies erfordert die ursprünglich bei Genetischen Algorithmen nicht vorgesehene Berücksichtigung von Nebenbedingungen.

In der Vergangenheit wurden verschiedene Techniken zur Berücksichtigung von Nebenbedingungen in Genetischen Algorithmen entwickelt, die, je nach konkreter Problemstellung, unterschiedlich gut anwendbar sind [12]:

- Am häufigsten angewandt wird die Bestrafung von Nebenbedingungsverletzungen. Dazu wird im Rahmen der Bewertung die Fitness eines Individuums je nach Zahl und Ausmaß der Nebenbedingungsverletzungen herabgesetzt und somit die Wahrscheinlichkeit einer Auswahl in der Selektion verringert. Dieser Ansatz ist vor allem dann gut geeignet, wenn die Wahrscheinlichkeit einer Nebenbedingungsverletzung gering bzw. der Lösungsraum nicht wesentlich kleiner als der Suchraum ist. Ein auf Bestrafung basierender Ansatz führt immer dann zum Ziel, wenn in einer Population die Anzahl der Individuen, die gültige Lösungen repräsentieren, überwiegt. Ist dies nicht der Fall, führt die Bestrafung zu einer willkürlichen stochastischen Suche.
- Für Optimierungsprobleme, bei denen die Einhaltung der Nebenbedingungen deutlich schwieriger zu erreichen ist, bietet sich der Einsatz von Reparaturalgorithmen an, die eine ungültige Lösung so modifizieren, dass sie alle Nebenbedingungen erfüllt. Dabei ist zur Gewährleistung guter Konvergenzeigenschaften des Genetischen Algorithmus darauf zu achten, dass die Reparatur ein Individuum möglichst wenig verändert und seine Eigenschaften weitgehend erhält.
- Schließlich ist noch die Definition spezieller Crossover- und Mutationsoperatoren üblich, die – vorausgesetzt die Elternindividuen repräsentieren eine gültige Lösung – nur Individuen erzeugen, die alle Nebenbedingungen erfüllen. Dieser Ansatz lässt sich aber auf die Anwendung beliebiger Crossover- und Mutationsoperatoren mit anschließender Reparatur zurückführen.

6.2.1.3 Anwendung Genetischer Algorithmen in der Grundsatzplanung

Bild 6.5 zeigt eine Übersicht über das für die entwickelten RNA-Verfahren angewendete, auf Genetischen Algorithmen basierende Optimierungsverfahren.

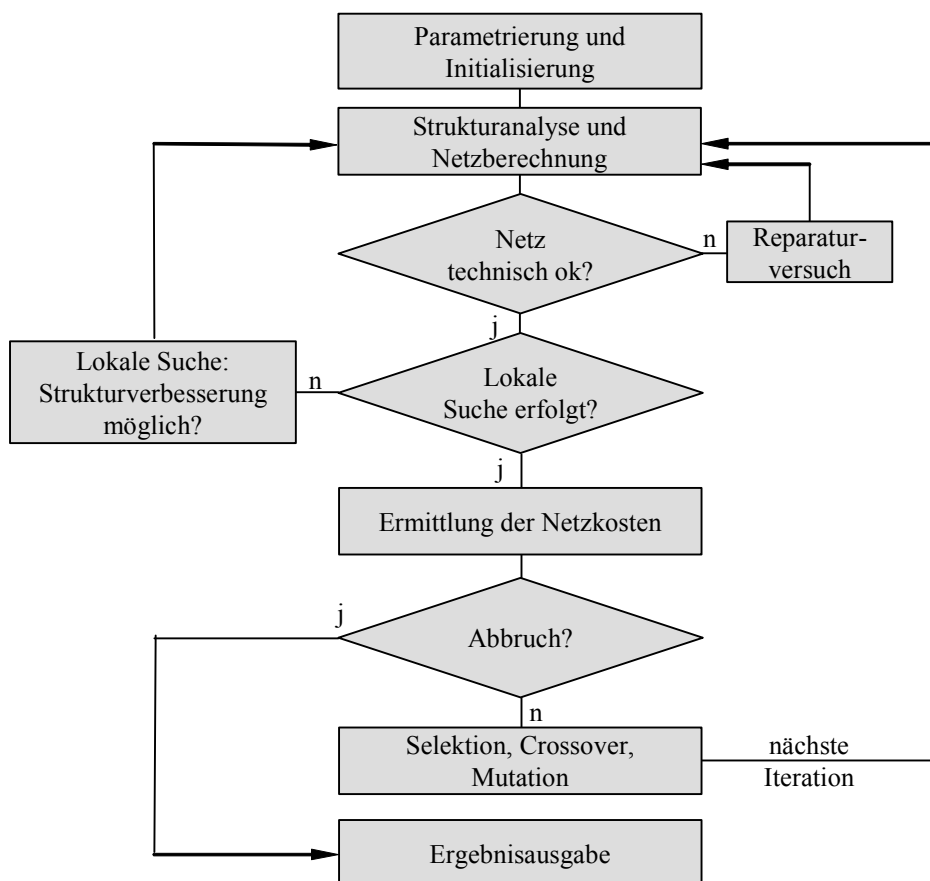


Bild 6.5: Verfahrensübersicht: RNA mittels Genetischer Algorithmen

Das Verfahren startet mit der Parametrierung der Genetischen Algorithmen und der Initialisierung der Startpopulation. Anschließend beginnt der iterative Optimierungsprozess.

Die Iterationsschleife beginnt mit der technischen Überprüfung jedes Individuums der aktuellen Population. In diesem Schritt werden sowohl Strukturüberprüfungen als auch Netzberechnungen durchgeführt. Bei Nichteinhaltung technischer Mindestanforderungen stellt sich die Frage nach der geeigneten Behandlung dieser Nebenbedingungsverletzungen. Da für Fragen der Netzplanung die Einhaltung sämtlicher Nebenbedingungen ein außerordentlich komplexes Problem darstellt, das durch reine Zufallsprozesse in der Regel nicht gelöst werden kann, scheidet die Methode der Bestrafung von Nebenbedingungsverletzungen hier aus. Stattdessen

ist ein Reparaturansatz zu wählen, der die prinzipielle Vorgehensweise erfahrener Netzplaner nachbildet, gleichzeitig aber nach wie vor stochastische Elemente enthält. Da dieser Reparaturansatz auf Heuristiken basiert, ist nicht sichergestellt, dass er in jedem Fall in einem Schritt zum Erfolg führt, so dass evtl. mehrere Reparaturversuche notwendig sind.

Um den Genetischen Algorithmus bei der Suche nach kostengünstigen Netzentwürfen zu unterstützen, wird jedes Individuum nach Durchlauf der technischen Überprüfung und unter Nutzung der dort erzielten Ergebnisse (z. B. Zweigbelastungen) in einer lokalen Suche auf mögliche strukturelle Verbesserungen überprüft. In dieser lokalen Suche sind wiederum verschiedene heuristische Vorgehensweisen implementiert, die auch in der heutigen Planungspraxis zur Netzoptimierung verwendet werden.

Da die Auswirkungen der in diesem Schritt vorgenommenen Veränderungen am Netzentwurf nicht sämtlich exakt vorhergesagt werden können, erfolgt nach Abschluss der lokalen Suche eine erneute Überprüfung der technischen Mindestanforderungen.

Im nächsten Schritt wird die Fitness jedes Netzentwurfs anhand seiner annuitätischen Kosten bestimmt.

Nun wird überprüft, ob die Optimierung abgebrochen oder um mindestens eine weitere Iteration fortgesetzt wird. In diesem Fall folgt der Aufruf der beschriebenen Genetischen Operatoren zur Erzeugung einer neuen Population.

Ein Abbruch der Iterationsschleife erfolgt entweder nach einer vorgegebenen Anzahl von Iterationsschritten oder wenn die in den vorangegangenen Iterationsschritten erzielte Kostenverbesserung eine vorgegebene Schranke unterschreitet. Dabei darf nicht nur der Fortschritt gegenüber der unmittelbar vorangegangenen Iteration betrachtet werden, da, besonders gegen Ende der Optimierung, die beste Lösung häufig für einige Iterationen nicht verbessert werden kann.

Nach Abbruch der Iterationsschleife schließt sich die Ergebnisausgabe an.

Im Folgenden wird auf die problemspezifischen Aspekte des Optimierungsverfahrens näher eingegangen. Das sind die gewählte Parametrierung der heuristischen Optimierungsverfahren, vor allem aber der Reparaturalgorithmus und die lokale Suche zur Lösungsverbesserung. Diese beiden Module stellen den eigentlichen Kern der verwendeten Verfahren dar, da sie erst

die Anwendung der heuristischen Optimierungsalgorithmen auf die zu lösende Planungsaufgabe ermöglichen. Aufgrund der damit verbundenen Komplexität benötigen sie auch den größten Teil der Rechenzeit.

6.2.2 Referenznetzanalyse für Gasnetze

Gasnetze lassen sich in einzelne funktionale Netzebenen unterteilen, die sich neben ihrer Funktion auch hinsichtlich ihrer Netzstrukturen sowie der eingesetzten Druckstufen unterscheiden. Während die Endkundenversorgung in städtischen Gebieten üblicherweise auf einer entlang der Straßenzüge stark vermaschten Netzstruktur im Nieder- und Mitteldruckbereich beruht, weisen städtische Transportnetze überwiegend Ring- und Strangstrukturen höherer Drücke auf. Die regionale Transportebene, die eine Verteilung von den Fernleitungsnetzen hin zu den Abnahmezentren gewährleistet, basiert in der Regel auf schwach vermaschten Strukturen.

Im Gegensatz zu Stromnetzen sind jedoch in Gasnetzen die optimalen Netzstrukturen stärker von der Versorgungsaufgabe abhängig. Zudem erfordern die größeren Freiheitsgrade hinsichtlich der Wahl der Netzstruktur und die Kopplungen zwischen den Netzebenen, wie in Abschnitt 6.1.2 erläutert, eine geschlossene Optimierung mehrerer Druckstufen. Das hierfür verwendete Verfahren basiert auf den in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen Genetischen Algorithmen. Die speziellen Verfahrensanpassungen werden im Folgenden exemplarisch für eine Druckebene erläutert.

6.2.2.1 Parametrierung Genetischer Algorithmen

Genetische Algorithmen bieten eine Vielzahl an Parametrierungsmöglichkeiten und damit Freiheitsgrade für z. B. die Codierung der potenziellen Netzstruktur und die Genetischen Operatoren. Die wesentlichen Möglichkeiten hierzu werden in Abschnitt 6.2.3.1 für Stromnetze näher erläutert und sind auf Gasnetze übertragbar.

Die Implementierung des Optimierungsalgorithmus legt die Codierung der Gene fest. Aufgrund der durch die Freiheitsgrade der Planungsaufgabe festgelegten Anzahl an Entscheidungsvariablen für den Bau von Rohrleitungen und Druckreglern im betrachteten Netzgebiet wird ein Gen als ganzzahlige Entscheidungsvariable interpretiert. Exemplarisch stellt Tabelle

6.2 die Codierung der Gene für den Bau eines Druckreglers mit zwei und für den Bau einer Rohrleitung mit vier Realisierungsmöglichkeiten dar. Zusätzlich wird durch den Wert 0 der Entscheidungsvariable die Nichtrealisierung berücksichtigt.

Druckregler		Trasse mit Rohrleitungen	
0	keine Realisierung	0	keine Realisierung
1	Realisierung mit Reglertyp 1	1	Realisierung einer Rohrleitung mit Betriebsmitteltyp 1
2	Realisierung mit Reglertyp 2	2	Realisierung einer Rohrleitung mit Betriebsmitteltyp 2
		3	Realisierung einer Rohrleitung mit Betriebsmitteltyp 3
		4	Realisierung einer Rohrleitung mit Betriebsmitteltyp 4

Tabelle 6.2: Beispielhafte Codierung der Entscheidungsvariablen für Gasnetze

Die Größe der betrachteten Population sowie die maximale Iterationszahl, nach der ein Abbruch des Optimierungsprozesses erfolgt, sollten an die Problemgröße angepasst werden. Da durch die zusätzliche Möglichkeit, Endkunden mit verschiedenen Nenndrücken zu versorgen, die Anzahl an Entscheidungsvariablen in der untersten funktionalen Ebene des Netzes üblicherweise höher ist als in Stromnetzen, sollte die Populationsgröße im Vergleich zur Optimierung von Stromnetzen ebenfalls höher angesetzt werden. Da zudem die Konvergenz zu einer optimalen Lösung aufgrund der höheren Anzahl an Entscheidungsvariablen etwas langsamer ist, sollte auch die maximale Iterationszahl entsprechend höher als in Stromnetzen gewählt werden. Aufgrund der Unterstützung des Genetischen Algorithmus durch Verfahren der Lokalen Suche werden jedoch nach mehr als 60 Iterationen üblicherweise nur noch geringe Lösungsverbesserungen erzielt.

Ein wesentlicher Einfluss der verschiedenen implementierten Selektions-, Crossover- und Mutationsalgorithmen (siehe Tabelle 6.3) auf die Lösungsgüte ist nicht festgestellt worden.

6.2.2.2 Einhaltung technischer Mindestanforderungen

In einem zweistufigen Prozess wird das betrachtete Netz auf die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen überprüft. Wird dabei eine Verletzung dieser Mindestanforderungen festgestellt, können Reparaturalgorithmen zur Wiederherstellung der technischen Zulässigkeit angewendet werden.

Der erste Schritt umfasst Strukturüberprüfungen, die sowohl auf eine Kostensenkung als auch auf eine Erhöhung der Versorgungssicherheit abzielen können. Anschließend werden die Gasvolumenströme auf den Leitungen und die sich ergebenden Drücke an den Knoten berechnet. Auf Basis dieser Netzberechnung wird nach weiteren sinnvollen Planungsvarianten in der Nähe der betrachteten Netzstruktur gesucht.

Strukturüberprüfungen

Sämtliche Strukturüberprüfungen (siehe Bild 6.6) verarbeiten den zu analysierenden Netzentwurf als Graphen, in dem die Druckregelstationen die Knoten und die realisierten Rohrleitungen die Kanten darstellen. Dies erlaubt die Verwendung bekannter graphentheoretischer Methoden für die Prüfungen.

Die Verbindung zwischen zwei Druckstufen wird über einen Druckregler hergestellt, der den Eingangsdruck des unterlagerten Netzbereiches auf einen festgelegten Wert regelt. In der Regel sollten an allen durch Regler verbundenen Knoten auch Leitungen im jeweiligen Netzbereich realisiert sein. Kommt es aufgrund stochastischer Entscheidungen innerhalb des Planungsverfahrens zu einer Verletzung dieser Nebenbedingung, werden ausgehend vom Druckregler solange zusätzliche Leitungen realisiert, bis eine Verbindung mit dem Netz besteht (siehe Bild 6.7). Nur in Ausnahmefällen, in denen beispielsweise die Versorgung eines Kunden direkt über einen Druckregler erfolgt, kann eine Verletzung dieses Planungskriteriums sinnvoll sein.

Die Verteilung von Erdgas in einer funktionalen Ebene zu den Lastzentren und Endkunden erfordert ein zusammenhängendes Netz, d. h. alle Knoten des Netzes müssen über Rohrleitungsverbindungen mit mindestens einem Druckregler der überlagerten Druckebene verbunden sein. Die Sicherstellung eines zusammenhängenden Netzes geschieht im Rahmen der später stattfindenden Netzsicherheitsüberprüfung. Die Mindestzahl der Druckregler, die in

eine bestimmte Netzebene einspeisen sollen, kann zudem optional vorab auf einen gewünschten Wert festgelegt werden.

Die Dimensionierung der Rohrleitungen, d. h. die Wahl eines geeigneten Betriebsmitteltyps, erfolgt durch den Genetischen Algorithmus. Hierbei wird für jeden einzelnen Leitungsabschnitt der maximal nötige Durchmesser ermittelt, der eine zulässige Erfüllung der Versorgungsaufgabe gewährleistet. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass in der Praxis nicht sinnvoll umsetzbare Lösungen, wie beispielsweise mehrere unterschiedliche Leitungsdimensionierungen in einer Straße, vermieden werden.

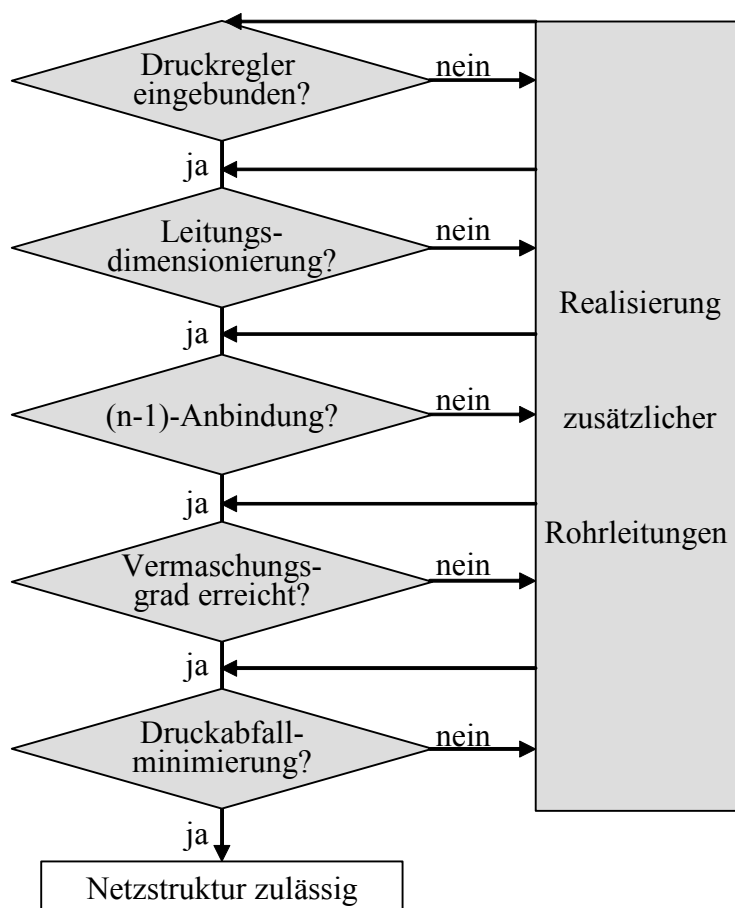


Bild 6.6: Strukturüberprüfungen bei der RNA für Gasnetze

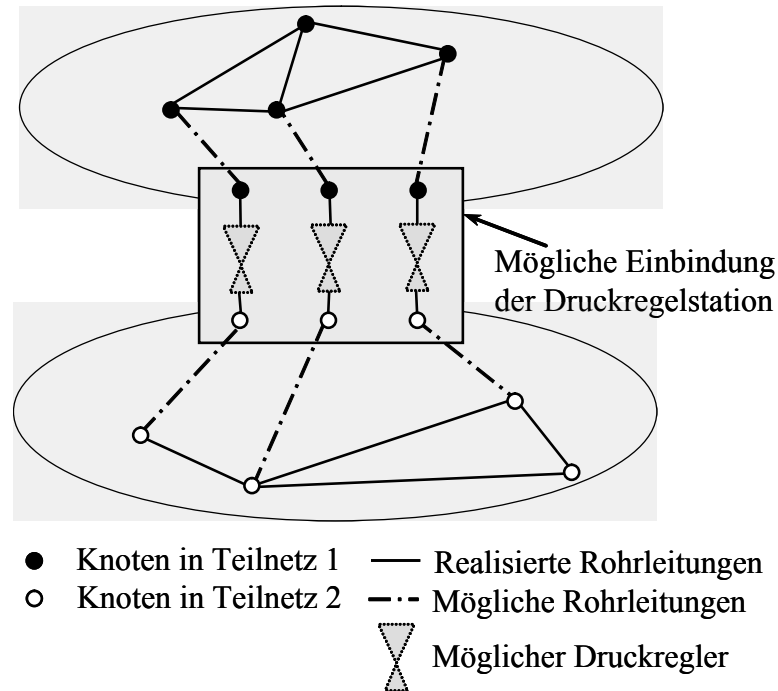


Bild 6.7: Ermittlung der möglichen Verbindungen zwischen zwei Netzbereichen

Die dritte Strukturüberprüfung führt eine optionale (n-1)-Verbindungskontrolle durch. Dabei wird sichergestellt, dass – unter Vernachlässigung der sich ergebenden Leistungsflüsse und der Übertragungskapazität der Leitungen – jede Station auch nach Ausfall eines beliebigen Netzbetriebsmittels mit einer der speisenden Druckregelstationen verbunden ist. Sowohl die Überprüfung als auch die anschließende Reparatur erfolgen mittels einer schnellen heuristischen Suche, der so genannten A* Suche, die bereits in zahlreichen anderen Anwendungen erfolgreich eingesetzt wurde [13]. Beim A*-Algorithmus handelt es sich um eine so genannte informierte Suche, bei der der Algorithmus auf eine Heuristik zurückgreift, wodurch er – im Gegensatz zu uninformatierten Suchalgorithmen – zuerst jene Knoten untersucht, welche mit der größten Wahrscheinlichkeit zum Ziel führen.

Die Einhaltung der Zielrichtung überwacht der A*-Algorithmus mithilfe zweier Kontrolllisten. Die eine Liste beinhaltet bereits besuchte Knoten und wird als Geschlossene Liste bezeichnet. Die andere beinhaltet noch nicht besuchte Nachbarknoten der Geschlossenen Liste und nennt sich dementsprechend Offene Liste. Zu Beginn der Suche ist die Geschlossene Liste leer, und die Offene Liste beinhaltet nur den Startpunkt. In jedem Iterationsschritt überprüft der Algorithmus anhand einer Heuristik die geschätzten Gesamtkosten aller Pfade von den Knoten in der Offenen Liste zum Zielknoten. Der aussichtsreichste Knoten, d. h. der

Knoten mit den geringsten geschätzten Folgekosten, wird anschließend ausgewählt und in die Geschlossene Liste übertragen. Zu Beginn kann dies nur der Startknoten sein. Handelt es sich bei diesem Knoten nicht um den Zielknoten, werden alle Nachbarknoten der Knoten in der Offenen Liste, die noch nicht kontrolliert wurden, in die Offene Liste eingetragen. Sind keine neuen Nachbarknoten mehr erreichbar, bevor der Zielknoten erreicht wurde, existiert kein Pfad vom Start- zum Zielknoten.

In der praktischen Umsetzung verläuft die Suche zielgerichtet ausgehend von der (n-1)-sicher anzuschließenden Station zu den realisierten Druckregelstationen (siehe Bild 6.8). Die Suchrichtung wird durch eine heuristische Funktion vorgegeben. Diese ermittelt sich aus der Summe der Kosten, die notwendig waren, um vom Startpunkt aus den betrachteten Punkt zu erreichen, und den geschätzten Kosten, die bis zum Erreichen des Zielknotens voraussichtlich zusätzlich anfallen werden.

Im Verfahren für die RNA werden die geschätzten Folgekosten anhand des euklidischen Abstandes vom betrachteten Punkt bis zum Zielpunkt berechnet. Falls ein zulässiger Pfad zwischen der Station und der Druckregelstation gefunden wird, muss dieser Pfad für eine zweite Suche ausgeschlossen werden. Wird die Suche erfolgreich ein zweites Mal durchlaufen, ist die Station (n-1)-sicher versorgt.

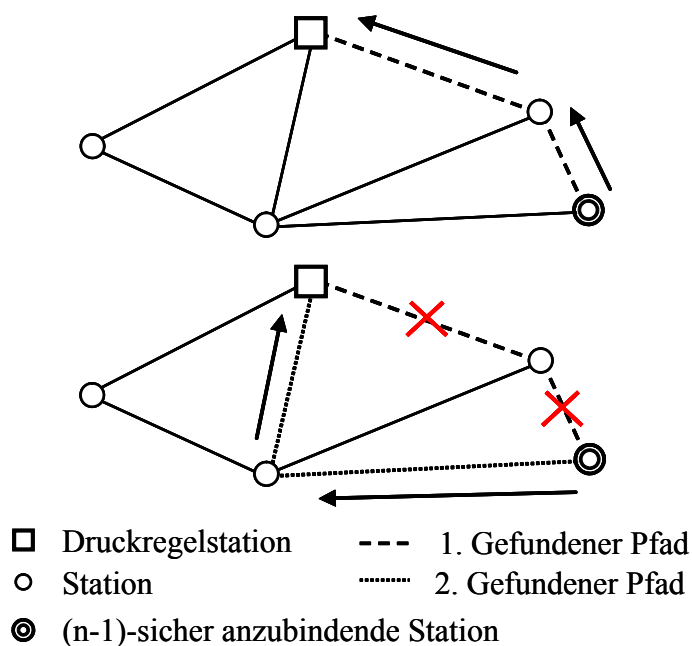


Bild 6.8: (n-1)-sichere Stationsanbindung

Die (n-1)-sichere Stationsanbindung ist nur ein optionales Planungskriterium, das die Quantifizierung der bei Beachtung dieser Planungsvorgabe zusätzlich entstehenden Kosten ermöglicht. Da diese im Einzelfall sehr hoch sein können und zudem in Gasnetzen häufig auch ein Betrieb von Leitungen im Fehlerfall möglich ist, haben sich in der Praxis andere Planungskriterien bewährt, die nicht zwangsläufig zu strukturell (n-1)-sicheren Netzen führen. Die wesentliche Idee dieser Kriterien ist, den durch die Realisierung einer Leitung entstehenden Nutzen zu quantifizieren und mit durchschnittlichen Systemkenngrößen des Netzbereiches zu vergleichen. Eines dieser Kriterien wird im Folgenden erläutert.

Dieses Kriterium basiert auf der Bestimmung des Druckprofils im Netz. Dem Anwender des Verfahrens steht hierzu der so genannte *Druckverlustfaktor* zur Verfügung. Zuerst wird der durchschnittliche Druckverlust über alle realisierten Leitungen einer Netzebene ermittelt. Anschließend wird die nicht realisierte Leitung mit dem größten Druckverlust zwischen den an die Leitung angeschlossenen Knoten gesucht. Ist der Druckverlust zwischen den Knoten größer als das Produkt aus Druckverlustfaktor und durchschnittlichem Druckverlust, wird die Leitung zusätzlich realisiert. Dies führt einerseits durch den gezielten Zubau zu einer Vereinheitlichung des Druckprofils, andererseits aber auch zu einem Anstieg der Netzkosten.

In Bild 6.9 ist ein exemplarischer Netzausschnitt zur Verdeutlichung des Vorgehens dargestellt. Der durchschnittliche Druckverlust im betrachteten Netzgebiet beträgt 100 mbar/km. Drei ausgewählte Knoten wurde der in einer zuvor durchgeführten Netzberechnung ermittelte Druck zugeordnet. Der größte Druckverlust tritt zwischen den Knoten A und C (200 mbar) auf. Bei einem Druckverlustfaktor kleiner als zwei muss die Verbindungsleitung aufgrund ihrer Länge von 1 km zugebaut werden. Nach dem Zubau dieser Leitung wird die Netzstruktur auf technische Zulässigkeit geprüft und das neue Druckprofil berechnet. Anschließend wird erneut die Notwendigkeit eines Zubaus aufgrund der Druckdifferenzen geprüft.

Eine weitere mögliche Vorgabe an die Netzstruktur ist die Angabe des einzuhaltenden *Vermaschungsgrades*. Der Vermaschungsgrad ergibt sich für jede Netzebene aus dem Verhältnis der Zahl der realisierten Leitungen zur Zahl der Stationen. Damit ist der Vermaschungsgrad für eine Ringstruktur eins, für Strahlstrukturen kleiner und für vermaschte Netze größer als eins. Das Verfahren erhält als Vorgabe einen minimal einzuhaltenden Vermaschungsgrad, der soweit möglich durch Zubau von Rohrleitungen eingehalten wird. Die Auswahl zuzubauender Leitungen wird anhand des im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Vorgehens für den

Druckverlustfaktor durchgeführt, d. h. unter allen nicht realisierten Leitungen wird zuerst diejenige ausgewählt, die die Knoten mit der höchsten Druckdifferenz verbindet.

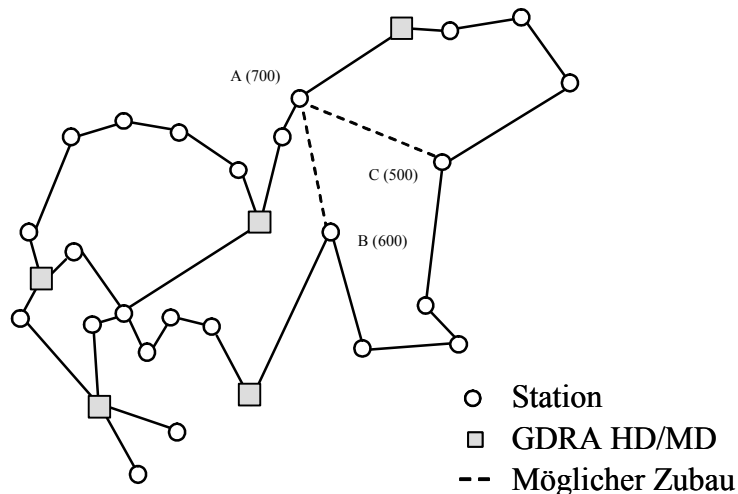


Bild 6.9: Zubau von Rohrleitungen anhand des durchschnittlichen Druckverlustes

Netzberechnungen

Ein strukturell zulässiger Netzentwurf wird anschließend durch eine vollständige Netzberechnung daraufhin untersucht, ob er unter Berücksichtigung der Einspeisungen und Lasten auch betrieblich zulässig ist. Je nach verletzter Nebenbedingung werden unterschiedliche Reparaturalgorithmen angewendet, um einen technisch zulässigen Netzentwurf zu erreichen. In Bild 6.10 ist die Vorgehensweise dargestellt.

Der Lastflussberechnung für Gasverteilungsnetze liegt ein umfangreiches System an Bestimmungsgleichungen für die Volumenströme und Drücke zugrunde. Zur Lösung können iterative Verfahren wie z. B. das Hardy-Cross- oder das Newton-Verfahren angewandt werden. Im Strombereich hat sich das Newton-Verfahren in zahlreichen Anwendungen als praxistauglich erwiesen, weshalb auch für den Gasbereich hierauf zurückgegriffen wird. Ein Netz wird durch die Knotendrucke, die so genannten Zustandsvariablen, vollständig beschrieben, da sich alle Zweigflüsse hieraus berechnen lassen. Ist das Verfahren vollständig konvergiert, sind alle Drücke und Flüsse im Netz bekannt. In Bild 6.11 sind beispielhaft zwei mögliche Druckprofile für unterschiedliche Netzstrukturen in dem gleichen Versorgungsgebiet dargestellt.

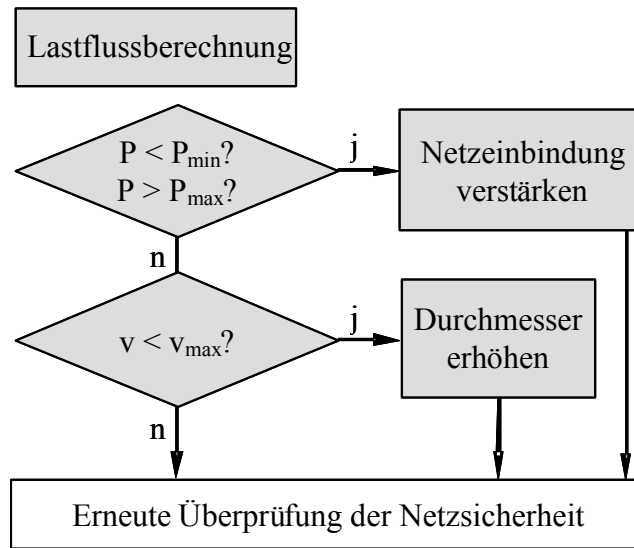


Bild 6.10: Überprüfung der technischen Mindestanforderungen

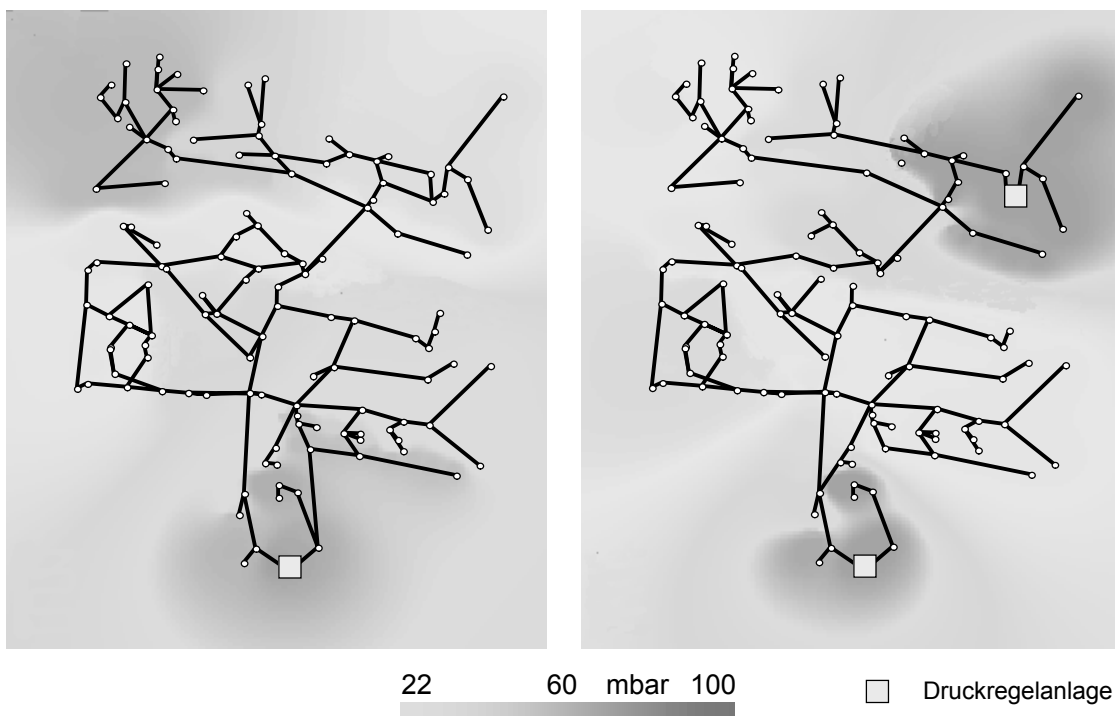


Bild 6.11: Druckprofile für unterschiedliche Netzstrukturen

Die Versorgung von Endkunden erfordert die Aufrechterhaltung von minimalen Drücken am jeweiligen Übergabeknoten, um die Funktionsfähigkeit und Sicherheit der angeschlossenen Gasinstallationen zu gewährleisten. Stellt sich nach der Netzberechnung heraus, dass der

minimale Druck an einem Netzknoten mit der aktuellen Netzstruktur nicht eingehalten werden kann, wird die Redundanz der Einbindung des Knotens erhöht.

Das Verfahren erlaubt zudem die Definition von maximal zulässigen Drücken. Bei Überschreitung des maximal zulässigen Drucks an einem Knoten wird der Netzentwurf mit einem Straffaktor belegt und damit bei der Generierung neuer Lösungen in der nächsten Iteration benachteiligt. Allerdings ist die Einhaltung von maximalen Drücken nur in Spezialfällen nötig, da Rohrleitungen innerhalb einer Druckebene immer mindestens für den Einspeisedruck und zudem noch für den Fall eines Druckstoßes ausgelegt werden müssen.

Auf Rohrleitungen sind die maximal zulässigen Gasgeschwindigkeiten zu beachten, um einer hohen Geräuschentwicklung entgegenzuwirken. Die tatsächlichen Flussgeschwindigkeiten können dabei aus Volumenströmen und Rohrdurchmessern ermittelt werden. Bei Verletzung dieser Randbedingungen wird dem Netzentwurf ebenso wie im vorgenannten Fall ein Straffaktor zugeordnet, der die Lösungsgüte herabsetzt. Damit wird über die Iterationsschritte hinweg eine Entwicklung von Netzen begünstigt, die den technischen Vorgaben entsprechen.

Da sich durch die meisten Reparaturmaßnahmen die Reibungskoeffizienten und damit auch das Druckprofil im Netz verändern, erfordert jede Änderung der Netzstruktur eine erneute Überprüfung der Netzsicherheit inklusive einer vollständigen Netzberechnung. Dies kann insbesondere zu Beginn des Iterationsprozesses, wenn rein zufällig erzeugte Netzentwürfe untersucht werden, zu einer Vielzahl von Netzberechnungen führen.

6.2.2.3 Lokale Suche zur Ermittlung von Strukturverbesserungen

An die Überprüfung der technischen Mindestanforderungen schließt sich eine lokale Suche an, in der kostensenkende Strukturverbesserungen ermittelt werden. Hierbei werden – ausgehend von bereits verifizierten Netzentwürfen – geringfügige Strukturveränderungen durchgeführt, die einen besseren Zielfunktionswert erwarten lassen. Betrachtet werden z. B. Veränderungen der Betriebsmitteltypen oder der Zahl der realisierten Rohrleitungen bis hin zur Nichtrealisierung einzelner, aus technischer Sicht nicht für notwendig erachteter Betriebsmittel.

Die alternative Lösung wird nach Bild 6.12 der bestehenden Population hinzugefügt. Das methodische Vorgehen der lokalen Suche wird in Abschnitt 6.2.3.3 näher erläutert.

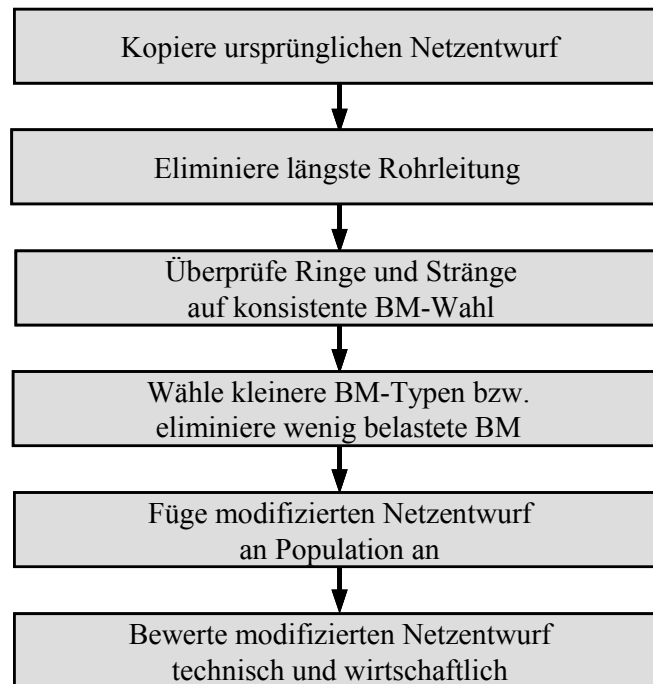


Bild 6.12: Ablauf der lokalen Suche zur Verbesserung eines Netzentwurfs
(BM = Betriebsmittel)

6.2.3 Referenznetzanalyse für Stromnetze – Hoch- und Höchstspannung

Hoch- und Höchstspannungsnetze weisen üblicherweise vermaschte Netzstrukturen auf. Daraus ergeben sich individuelle Anforderungen an die problemspezifische Anpassung der heuristischen Optimierungsverfahren. Insbesondere beeinflusst die in der Optimierung anzustrebende Netzstruktur die Parametrierung der heuristischen Optimierungsverfahren, die Überprüfung der technischen Randbedingungen sowie die lokale Suche zur Verbesserung der Netzstruktur.

Das Verfahren zur RNA für Hoch- und Höchstspannungsnetze basiert ausschließlich auf Genetischen Algorithmen. In den folgenden Abschnitten werden daher die notwendigen Anpassungen der Algorithmen zur Anwendung auf Hoch- und Höchstspannungsnetze beschrieben. Da sich das grundsätzliche Vorgehen der Verfahren für Hoch- und Höchstspannungsnetze ähnelt, in der Hochspannungsebene jedoch zusätzlich die Optimierung der überlagerten Umspannebene berücksichtigt werden muss, erfolgt die Erläuterung der Verfahrensanpassungen in den folgenden Abschnitten exemplarisch für die 110-kV-Netzebene.

6.2.3.1 Parametrierung Genetischer Algorithmen

Genetische Algorithmen bieten eine Vielzahl von Parametrierungsmöglichkeiten, z. B. für die Codierung und die Genetischen Operatoren Selektion, Crossover und Mutation. Diese Vielfalt ist u. a. auf fehlende theoretisch fundierte Empfehlungen zur genauen Ausgestaltung zurückzuführen [11].

Das Verfahren bietet daher dem Anwender weitgehende Möglichkeiten zur Parametrierung der Standardverfahren bzw. darüber hinaus zur Einbindung spezialisierter Algorithmen (z. B. eigener spezialisierter Genetischer Operatoren). Eine Übersicht über die implementierten Parametrierungsmöglichkeiten des Genetischen Algorithmus gibt Tabelle 6.3.

Parameter	Wahlmöglichkeit
Populationsgröße	frei wählbar
Initialisierung Startpopulation	zufällig, mit einer oder mehreren Startlösungen
Max. Iterationszahl	frei wählbar
Selektionsalgorithmus	Roulette-Wheel, linear rangbasiert, Tournament
Crossoveralgorithmus	1-Point, n-Point, Uniform
Mutationsalgorithmus	Verrauschen mit Normalverteilung mit frei wählbarer Standardabweichung
Mutationswahrscheinlichkeit	frei wählbar

Tabelle 6.3: Möglichkeiten zur Parametrierung des Genetischen Algorithmus

Durch die Implementierung festgelegt ist hingegen die Codierung der Gene. Da für jeden betrachteten 380(220)/110-kV-Transformator und jeden Stromkreis eine im vorhinein bestimmbare Zahl von Ausführungsalternativen vorgegeben werden, wird eine auf ganzzahligen Werten basierende Codierung gewählt.

Jedem realisierbaren 380(220)/110-kV-Transformator ist ein Gen zugeordnet. Tabelle 6.4 beschreibt die Codierung beispielhaft für zwei alternativ einsetzbare Transformatortypen.

Da 110-kV-Stromkreise in der gleichen Trasse in der Regel den gleichen Leiterseil- bzw. Kabeltyp aufweisen, können die Realisierungsmöglichkeiten für alle Stromkreise einer Trasse mit gleicher Nennspannung durch ein Gen codiert werden, was die Gesamtzahl der Entscheidungsvariablen und damit die Komplexität des Problems verringert. Tabelle 6.4 beschreibt

auch hier die Codierung für das Beispiel einer Trasse mit bis zu zwei Stromkreisen und zwei alternativen Leiterseiltypen.

380(220)/110-kV- Transformator		Trasse mit bis zu zwei 110-kV-Stromkreisen	
0	keine Realisierung	0	keine Realisierung
1	Realisierung mit Transformortyp 1	1	Realisierung von 1 Stromkreis mit Leiterseiltyp 1
2	Realisierung mit Transformortyp 2	2	Realisierung von 1 Stromkreis mit Leiterseiltyp 2
		3	Realisierung von 2 Stromkreisen mit Leiterseiltyp 1
		4	Realisierung von 2 Stromkreisen mit Leiterseiltyp 2

Tabelle 6.4: Beispielhafte Codierung der Entscheidungsvariablen

Die Initialisierung der Startpopulation erfolgt im Regelfall zufällig, wobei jeder alternative Wert eines Gens gleich wahrscheinlich ist. Die Initialisierung kann jedoch so modifiziert werden, dass einzelnen Realisierungsalternativen eine höhere Wahrscheinlichkeit zugeordnet wird. Ebenso kann die Startpopulation mit beliebig vielen exogen vorgegebenen Startlösungen durchmischt werden. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass die Lösungsgüte hierdurch im Normalfall verschlechtert wird, da es häufig zu einer vorzeitigen Konvergenz in lokalen Optima kommt. Die Vorgabe von Startwerten ist hingegen ein geeignetes Mittel, wenn bewusst Lösungen gesucht werden, die sich von der Vorgabe möglichst wenig unterscheiden. Dies ist z. B. bei der Ermittlung von aufeinander abgestimmten Zielnetzen für verschiedene mögliche Lastszenarien sinnvoll.

Populationsgröße und maximale Iterationszahl sollten an die Problemgröße angepasst werden. Die maximale Iterationszahl kann jedoch aufgrund der Unterstützung des Optimierungsalgorithmus durch eine lokale Suche kleiner gewählt werden als bei anderen Anwendungen Genetischer Algorithmen. Üblicherweise werden nach mehr als 50 Iterationen nur noch geringe Lösungsverbesserungen erzielt.

Ein wesentlicher Einfluss der verschiedenen implementierten Selektions-, Crossover- und Mutationsalgorithmen (siehe Tabelle 6.3) auf die Lösungsgüte ist nicht festgestellt worden.

6.2.3.2 Einhaltung technischer Mindestanforderungen

Die Überprüfung technischer Mindestanforderungen und, falls erforderlich, die Reparatur der überprüften Netzentwürfe geschehen in zwei Schritten.

Zunächst werden verschiedene Strukturüberprüfungen (siehe unten) durchgeführt. Da in diesem Schritt keine Netzberechnungsverfahren angewandt werden, ist die benötigte Rechenzeit gering.

Erfüllen die Netze alle strukturellen Anforderungen, erfolgt die rechenzeitintensive Überprüfung mit üblichen Netzberechnungsverfahren für die Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung.

Strukturüberprüfungen

Sämtliche Strukturüberprüfungen (siehe Bild 6.13) verarbeiten den zu analysierenden Netzentwurf als Graphen, in dem die 110-kV-Stationen die Knoten und die realisierten 110-kV-Stromkreise die Kanten darstellen. Dies erlaubt die Verwendung bekannter graphentheoretischer Methoden für die Prüfungen.

Im ersten Schritt wird überprüft, ob alle 110-kV-Stationen auch 110-kV-seitig miteinander verbunden sind. Dabei wird vorausgesetzt, dass in einer Planungsrechnung gemeinsam betrachtete Stationen auch durch ein zusammenhängendes 110-kV-Netz versorgt werden sollen. Die Prüfung startet an einer 380(220)/110-kV-Umspannstation und durchläuft mit Hilfe des Algorithmus der Tiefensuche das Netz. Dabei darf kein Stromkreis zweimal überlaufen werden. Endet die Suche, ohne dass alle 110-kV-Stationen mindestens einmal erreicht werden, ist das Netz nicht zusammenhängend. Es muss dann eine Verbindung zwischen den getrennten Teilnetzen realisiert werden.

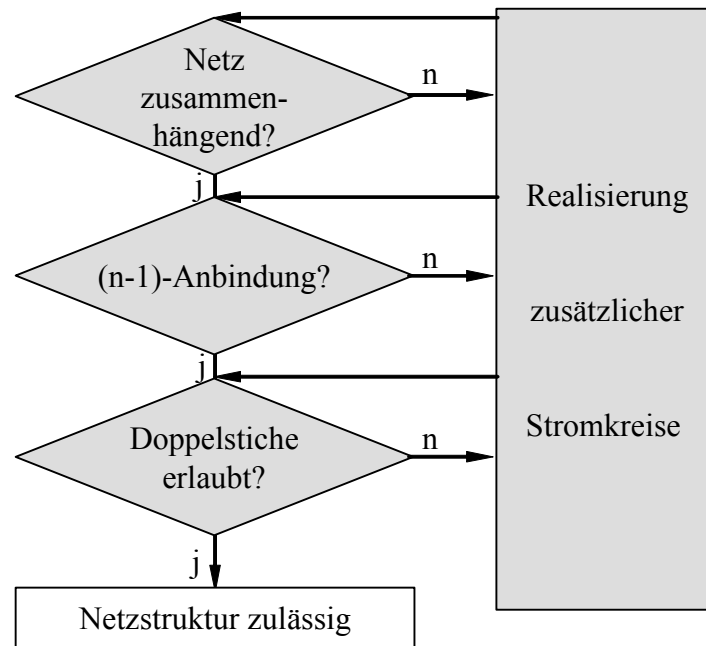


Bild 6.13: Strukturüberprüfungen bei der RNA für Hochspannungsnetze

Hierzu wird ein spezieller Algorithmus zur Verbindung zweier Gruppen von 110-kV-Stationen durch zusätzliche Stromkreise verwendet. Dieser Algorithmus muss einerseits das Netz so modifizieren, dass die beiden als Eingangsdatum übergebenen Stationsgruppen danach über zuvor nicht realisierte 110-kV-Stromkreise miteinander verbunden sind. Andererseits darf er nicht vollkommen determiniert arbeiten, weil dies eine vorzeitige Konvergenz in lokalen Optima begünstigt.

Deswegen werden zunächst alle möglichen Verbindungen zwischen den beiden Gruppen ermittelt (siehe Bild 6.14), die ausschließlich über im betrachteten Netzentwurf bisher nicht realisierte Stromkreise verlaufen. Von diesen Verbindungen wird dann genau eine zufällig ausgewählt. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Verbindung ausgewählt wird, nimmt mit deren Kosten ab. Dies begünstigt tendenziell die Realisierung kurzer Trassen, stellt jedoch auch die für Genetische Algorithmen nötige Varianz in den Netzentwürfen sicher.

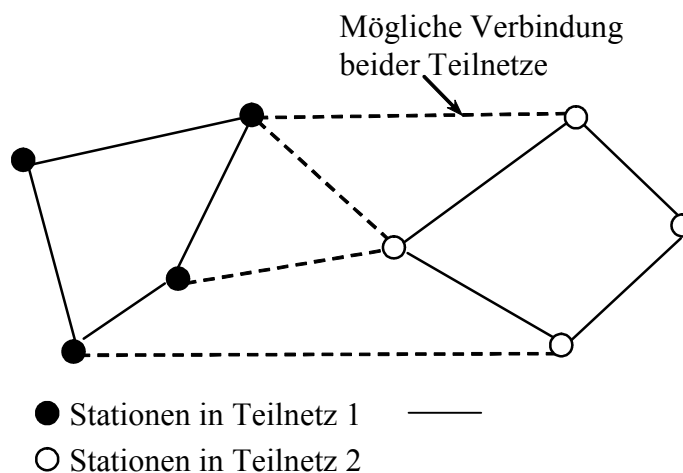


Bild 6.14: Ermittlung der möglichen Verbindungen zwischen zwei Teilnetzen

Die zweite Strukturüberprüfung führt eine (n-1)-Verbindungskontrolle durch. Dabei wird sichergestellt, dass – unter Vernachlässigung der sich ergebenden Leistungsflüsse und der Übertragungskapazität der Leitungen – jede Station auch nach Ausfall eines beliebigen Netzbetriebsmittels mit einer der speisenden 380(220)/110-kV-Umspannstationen verbunden bleibt. Ist dies nicht der Fall, wird zur Reparatur der vorher beschriebene Algorithmus zur Verbindung zweier Gruppen von Stationen aufgerufen. Dabei bilden die nicht (n-1)-sicher angebindenen Station die eine, alle (n-1)-sicher angebindenen Stationen die zweite Gruppe.

Die dritte und zugleich aufwändigste Strukturüberprüfung ist die Bewertung von Doppelstichanbindungen. Eine (n-1)-sichere Netzanbindung über einen Doppelstich kann aus Zuverlässigkeitsgründen prinzipiell nur bis zu einer bestimmten Stichelänge akzeptiert werden. Deshalb werden alle in einem Netzentwurf auftretenden Doppelstichanbindungen ermittelt und jeweils die Gesamtlänge des Stichts bestimmt. Überschreitet diese einen vom Netzplaner vorgegebenen Grenzwert, wird der Stich als ungültig markiert. Dies ist ebenso der Fall, wenn die Anzahl der über denselben Doppelleitungsstich angeschlossenen Stationen oder die Gesamtlast dieser Stationen vom Benutzer vorgegebene Grenzwerte übersteigt. Zur Reparatur wird wiederum der bereits beschriebene Algorithmus zur Verbindung zweier Gruppen von Stationen – mit den im Stich angeschlossenen Stationen als erster und allen anderen Stationen als zweiter Gruppe – eingesetzt.

Netzberechnungen

Ein strukturell zulässiger Netzentwurf wird anschließend mit den Netzberechnungsverfahren der Kurzschlussstrom- und Lastflussberechnung daraufhin untersucht, ob er auch unter Berücksichtigung der Einspeisungen und Lasten zulässig ist. Dabei wird zunächst der ungeschwächte Netzzustand ohne Berücksichtigung von Ausfällen analysiert. Anschließend folgt die Überprüfung des (n-1)-Kriteriums mit einer deterministischen Ausfallsimulation. Das Netz wird für die Netzberechnungen als Knoten-Zweig-Modell abgebildet.

Je nach verletzter Nebenbedingung werden unterschiedliche Reparaturalgorithmen angewandt, um einen technisch zulässigen Netzentwurf zu erreichen. In Bild 6.15 und Bild 6.16 sind die Vorgehensweisen jeweils für Netzknoten und -zweige dargestellt.

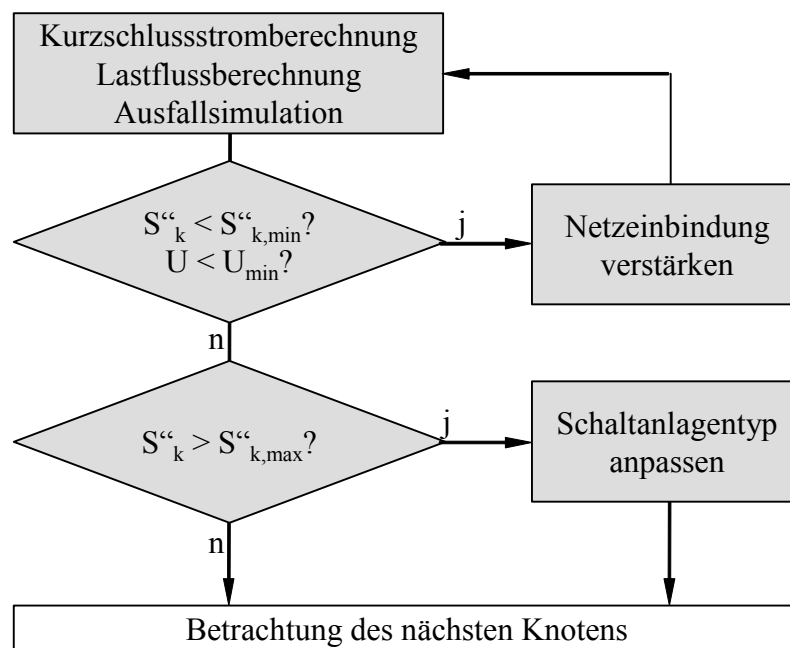


Bild 6.15: Überprüfung der technischen Mindestanforderungen an Netzknoten

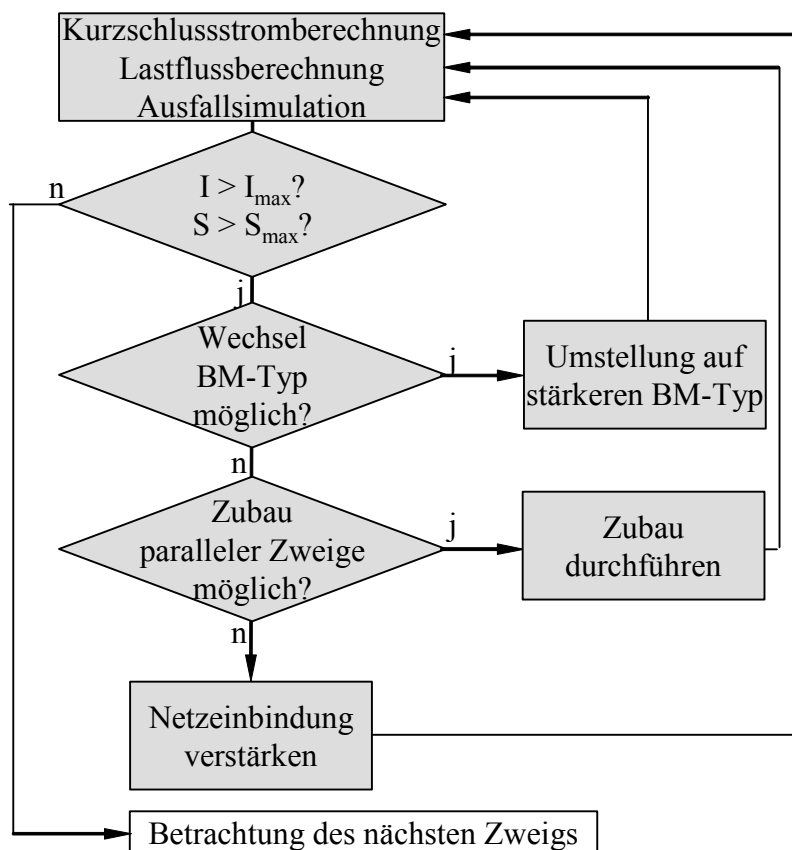


Bild 6.16: Überprüfung der technischen Mindestanforderungen bei Netzzweigen
(BM = Betriebsmittel)

Unterschreitet die Kurzschlussleistung an einem Netzknoten mit angeschlossenen Netzkunden den vorgegebenen Mindestwert oder liegt die Spannung unterhalb des erlaubten Spannungsbandes, muss die Netzeinbindung der betrachteten Station verstärkt werden. Dazu wird der bereits bei den Strukturüberprüfungen beschriebene Algorithmus zur Realisierung zusätzlicher Stromkreise verwendet.

Überschreitet die Kurzschlussleistung hingegen die erlaubte Obergrenze, so sind Schaltgeräte mit höherer Kurzschlussfestigkeit und entsprechenden Mehrkosten einzusetzen. Diese Vorgehen erscheint für grundsätzliche Planungsfragen, wie sie bei der RNA untersucht werden, angemessen, da alle anderen, vorher genannten Maßnahmen eher der Betriebsplanung überlassen werden sollten.

Bei einer unzulässig hohen Betriebsmittelbelastung wird ein mehrstufiger Algorithmus zur Reparatur angewandt:

- Zunächst wird versucht, durch Auswahl eines anderen Betriebsmitteltyps (also eines Transformators mit höherer Bemessungsleistung oder eines Leiterseils oder Kabels mit höherem thermischen Grenzstrom) die Betriebsmittelbelastung unter den erlaubten Grenzwert abzusenken.
- Gelingt dies nicht, wird der Zubau paralleler, bisher nicht realisierter Betriebsmittel (Transformatoren in derselben Station bzw. bisher nicht realisierte Stromkreise in derselben Trasse) veranlasst.
- Führt auch diese Maßnahme nicht zu einem zulässigen Netzzustand, wird die Netzeinbindung der Stationen am Anfang und Ende des überlasteten Betriebsmittels durch Erhöhung der Vermaschung verstärkt.

Da sich durch die meisten Reparaturmaßnahmen die Impedanzverhältnisse und damit auch die Leistungsflüsse im Netz verändern, erfordert jede Änderung der Netzstruktur einen Neustart des kompletten Netzberechnungsprozesses. Dies kann insbesondere in den Anfangsiterationen, wenn rein zufällig erzeugte Netzentwürfe untersucht werden, zu einer Vielzahl von Lastflussberechnungen führen. Um die Rechenzeiten zu verkürzen, kann deshalb für die Ausfallsimulation auf das Verfahren der vereinfachten Wirklastflussberechnung zurückgegriffen werden, das eine für Planungsfragen im Bereich des Prognosefehlers liegende und damit ausreichende Genauigkeit bietet.

6.2.3.3 Lokale Suche zur Ermittlung von Strukturverbesserungen

Der sich an die Überprüfung der technischen Mindestanforderungen anschließende Versuch, kostensenkende Strukturverbesserungen zu finden, ist als lokale Suche implementiert. Bei einer lokalen Suche wird die Umgebung einer Lösung bewertet. Findet sich dort eine Lösung mit besserem Zielfunktionswert, erfolgt ein Übergang auf diese Lösung. Der Begriff Umgebung ist dabei nicht eindeutig definiert. Für das vorliegende Problem werden in der lokalen Suche Netzentwürfe berücksichtigt, welche die Struktur der Ausgangslösung nicht grundlegend verändern. Betrachtet werden z. B. Veränderungen der Betriebsmitteltypen oder der Zahl der realisierten Stromkreise einer Trasse bis hin zur Nichtrealisierung einzelner aus technischer Sicht nicht für notwendig erachteter Betriebsmittel.

Da die Überprüfung der technischen Randbedingungen aufgrund ihrer Komplexität sehr viel Rechenzeit beansprucht, kann nicht jede Lösung in der Umgebung des aktuell betrachteten Netzentwurfs auf ihre technische Zulässigkeit und ihre Kosten hin untersucht werden. Eine eindeutige Entscheidung, ob in der Umgebung der Ausgangslösung eine günstigere technisch zulässige Lösung liegt, zu der ein Übergang erfolgen soll, ist deshalb nicht möglich. Deswegen wurde das Konzept der lokalen Suche bei dem hier angewendeten Verfahren leicht modifiziert. Dazu wird unter Verwendung verschiedener, unten beschriebener Heuristiken eine Lösung aus der Umgebung des aktuell betrachteten Netzentwurfs, in der eine Kostensenkung wahrscheinlich erscheint, ausgewählt. Diese Lösung wird zusätzlich in die Population aufgenommen und technisch und wirtschaftlich bewertet. Vor Beginn der nächsten Iteration wird die Population dann wieder auf ihre ursprüngliche Größe verkleinert, indem die am schlechtesten bewerteten Individuen gelöscht werden. Diese Methode ermöglicht eine gezielte Suche nach Strukturverbesserungen ohne starken Anstieg des Rechenaufwands.

Die der Population zusätzlich hinzugefügte Lösung wird mit dem in Bild 6.17 dargestellten mehrschrittigen heuristischen Verfahren ermittelt.

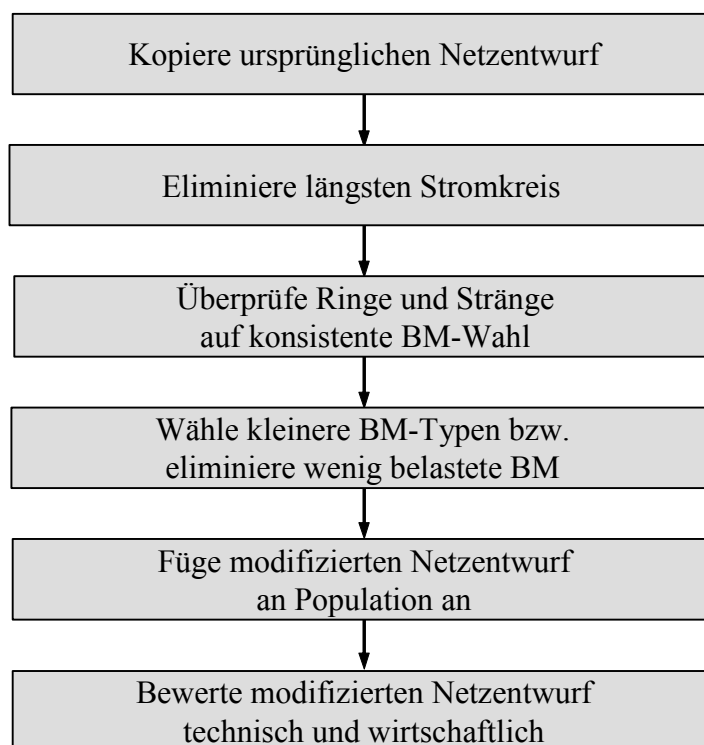


Bild 6.17: Ablauf der lokalen Suche zur Verbesserung eines Netzentwurfs
(BM = Betriebsmittel)

Zu Beginn wird der längste realisierte Stromkreis des betrachteten Netzentwurfs eliminiert, wenn die Anfangs- und Endstationen mehrfach redundant ins Netz eingebunden sind oder die (n-1)-sichere Netzeinbindung durch zusätzlich zu realisierende Stromkreise gewährleistet werden kann, die in Summe geringere Kosten aufweisen als der eliminierte Stromkreis.

Im zweiten Schritt werden die Stränge und Ringe des Netzes betrachtet. Dabei kann für den Fall, dass sich in einem Strang bzw. Ring keine Einspeisung befindet, sicher davon ausgegangen werden, dass die maximalen Belastungen der Zweige an den Enden des Strangs bzw. Rings höher sind als in der Mitte. Deswegen wird der Netzentwurf ggf. so modifiziert, dass in der Mitte eines Strangs bzw. Rings in keiner Trasse mehr Stromkreise realisiert sind als an den Rändern. Zusätzlich wird sichergestellt, dass dort keine Leiterseil- oder Kabeltypen mit höherer Stromtragfähigkeit verwendet werden.

Im dritten und letzten Schritt schließlich werden die sich aus der vorangegangenen technischen Überprüfung des nicht modifizierten Netzentwurfs ergebenden Betriebsmittelbelastungen herangezogen, um eventuelle Überdimensionierungen zu ermitteln.

Unterschreitet die maximale Belastung eines Betriebsmittels eine vom Planer vorzuziehende Grenze, ergeben sich mehrere Möglichkeiten zur Modifikation des Netzentwurfs, indem

- kostengünstigere Betriebsmitteltypen mit geringerer Strombelastbarkeit verwendet werden,
- bei Trassen mit mehreren realisierten Stromkreisen deren Zahl verringert wird oder
- auf die Realisierung einer Trasse oder eines Transformators gänzlich verzichtet wird.

Welche dieser Möglichkeiten gewählt wird, hängt von der Netzkonfiguration und der im Ausgangszustand vorliegenden Betriebsmittelbelastung ab.

6.2.4 Referenznetzanalyse für Stromnetze – Mittelspannung

Aufgrund des historischen Wachstums der Netze weisen reale Mittelspannungsnetze üblicherweise vermaschte Netzstrukturen auf. Oftmals werden jedoch in der langfristigen Planung weniger redundante Netzstrukturen wie z. B. Ring- und Strangnetze (evtl. mit Stichanschlüssen) angestrebt, da diese die Netzbetriebsführung vereinfachen und gleichzeitig die Netzkosten reduzieren. Bei Anwendung der RNA auf Mittelspannungsnetze können daher Strahlenetze zur Ableitung einer Untergrenze für die Netzkosten in der vorgegebenen Versorgungs-

aufgabe betrachtet werden. Aus diesen Gründen bietet das Verfahren zur RNA für Mittelspannungsnetze die Möglichkeit, Ring-, Strang- und Strahlennetze in Variantenrechnungen miteinander zu vergleichen. Die Ermittlung von kombinierten Ring-/Strangnetzen ist dabei ebenfalls möglich. In Abhängigkeit von der anzustrebenden Netzstruktur muss das Optimierungsverfahren geeignet parametrisiert werden. Die verwendeten Verfahrensansätze sowie die Parameter mit großem Einfluss auf die Güte der ermittelten Lösung werden daher im Folgenden vorgestellt.

6.2.4.1 Verfahrensübersicht

Ähnlich dem Verfahren zur RNA für Höchst- und Hochspannungsnetze basiert das Verfahren für Mittelspannungsnetze auf dem Ansatz heuristischer Optimierungsalgorithmen. Das Verfahren für die Mittelspannungsebene ist dabei in zwei Stufen unterteilt.

- In der ersten Stufe wird eine Startlösung für den anschließenden heuristischen Optimierungsalgorithmus ermittelt. Die Startlösung stellt damit einen Punkt im Lösungsraum dar, von dem aus die optimale Lösung mit geringer Iterationszahl erreichbar ist. Zur Ermittlung dieses Punktes werden ebenfalls heuristische Verfahren eingesetzt, die bereits in der Vergangenheit erfolgreich auf ähnliche Optimierungsprobleme wie z. B. das „Capacitated-Minimum-Spanning-Tree“-Problem und das „Capacitated-Vehicle-Routing“-Problem angewendet wurden.
- In der zweiten Stufe wird die Startlösung durch Anwendung von weiteren heuristischen Verfahren iterativ verbessert. Dabei werden verschiedene Varianten der lokalen Suche, die *Gesteuerte Lokale Suche* und die *Large Neighborhood Search*, eingesetzt. Falls über mehrere Iterationen keine Verbesserung der Lösung mehr erreicht wird, bricht die Optimierung ab und gibt die kostengünstigsten, technisch zulässigen Zielnetze aus.

Die in den beiden Stufen eingesetzten Verfahren werden im Folgenden detaillierter erläutert.

Ermittlung der Startlösung

Zur Ermittlung der Startlösung für Strahlennetze wird das sog. *Esau-Williams-Verfahren*, das ursprünglich für die Planung von strahlenförmigen Telekommunikationsnetzen entwickelt wurde, eingesetzt. Dabei werden zunächst alle 20(10)-kV-Stationen direkt mit der nächstgele-

genen 110/20(10)-kV-Station verbunden. Danach wird überprüft, ob bei Verzicht auf die unmittelbar an die Umspannstation angeschlossenen Leitungen und gleichzeitigem Zubau alternativer Leitungen im Netzgebiet eine Reduktion der Netzkosten erreicht werden kann. Wenn dies für alle mit der Umspannstationen verbundenen Leitungen überprüft wurde, wird die zulässige Lösung mit der maximalen Kosteneinsparung als neue Ausgangssituation für die nächste Iteration gewählt. Falls keine weitere zulässige Lösungsverbesserung mehr möglich ist, bricht der Suchprozess ab und gibt die bisher beste Lösung aus. Es hat sich dabei als vorteilhaft erwiesen, die Überprüfung der technischen Randbedingungen erst nach der wirtschaftlichen Bewertung durchzuführen, da hierdurch die Rechenzeit zur Ermittlung der kostengünstigsten Startlösung deutlich reduziert werden kann.

Das *Clarke-Wright-Savings-Verfahren*, das erstmals vor ca. 40 Jahren für das Capacitated-Vehicle-Routing-Problem entwickelt und in den letzten Jahren erfolgreich für die Planung verschiedener ringförmiger Netze angewandt wurde, wird zur Ermittlung der Startlösung bei der Planung von 20(10)-kV-Ringnetzen eingesetzt. Zur Bildung eines Ringes werden dabei im ersten Schritt alle 20(10)-kV-Stationen über zwei Leitungen mit einer Umspannstation verbunden. Anschließend wird iterativ versucht, jeweils zwei Ringe zu einem neuen Ring zu kombinieren, wodurch die Anzahl der Ringe mit zunehmender Iterationszahl gegen die minimal notwendige Anzahl konvergiert.

Verfahren zur Lösungsverbesserung

Da die in der ersten Stufe des Verfahrens ermittelten Startlösungen in der Regel nicht die optimale Lösung des Optimierungsalgorithmus darstellen, ist eine Verbesserung dieser Lösung durch Anwendung weiterer Verfahren erforderlich. Hierfür werden Algorithmen eingesetzt, die in der näheren Umgebung bekannter Lösungen im Lösungsraum nach weiteren zulässigen und gleichzeitig kostengünstigeren Lösungen suchen. Der dabei analysierte Bereich des Lösungsraums wird im Folgenden als *Nachbarschaft* einer Lösung bezeichnet. Die Regeln für den Aufbau von Nachbarschaften und die dabei angewendeten Suchstrategien bauen auf Varianten der lokalen Suche auf. Für die Planung von 20(10)-kV-Netzen werden die Verfahren *Gesteuerte Lokale Suche* und *Large Neighborhood Search* eingesetzt. Untersuchungen haben gezeigt, dass die Gedächtnisfunktion der Gesteuerten Lokalen Suche und die starke Fähigkeit zum Verlassen lokaler Optima der Large Neighborhood Search zu guten Lösungen bei gleichzeitig geringem Rechenaufwand führen.

Der für die Qualität der Lösungsgüte relevanteste Teil der lokalen Suche besteht im Aufbau der Nachbarschaften von Lösungen. Im Folgenden werden anhand eines Beispielnetzes verschiedene Strategien erläutert, die dabei angewendet werden.

In Bild 6.18 ist gezeigt, wie durch einfaches Vertauschen einer realisierten und einer nicht realisierten Leitung eine alternative Lösung gefunden werden kann. Diese Strategie wird als *One-Opt Operator* bezeichnet. In der Regel ist diese relativ einfache möglich Form der Ermittlung alternativer Lösungen jedoch nicht ausreichend, um eine Lösung in der Nähe des Optimums in handhabbarer Rechenzeit zu ermitteln.

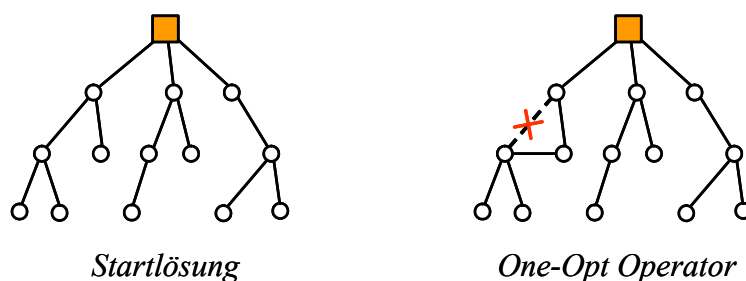


Bild 6.18: *One-Opt Operator zum Aufbau der Nachbarschaften von Lösungen*

In Bild 6.19 sind alternative Strategien dargestellt, die mehrere Leitungen oder ganze Netzbereiche zur Verbesserung der Lösung in Betracht ziehen.

Beim *Or-Operator* wird versucht, eine Station innerhalb eines Baumes zu verschieben. Der *Relocate Operator* stellt die Verschiebung einer Station oder eines Baumteiles von einem Baum zu einem anderen Baum dar und ist für die Reduzierung der Anzahl der Abgänge besonders sinnvoll. Der Austausch zweier Stationen oder Baumteile wird als *Exchange Operator* bezeichnet.

Beim *Cyclic-Transfer-Operator* werden die Stationen und Baumteile zwischen mehreren Baumteilen ausgetauscht. Dieser Operator ermöglicht daher den Aufbau großer Nachbarschaften und erfordert im Vergleich zu Or-, Relocate- und Exchange-Operator in der Regel einen hohen Rechenaufwand.

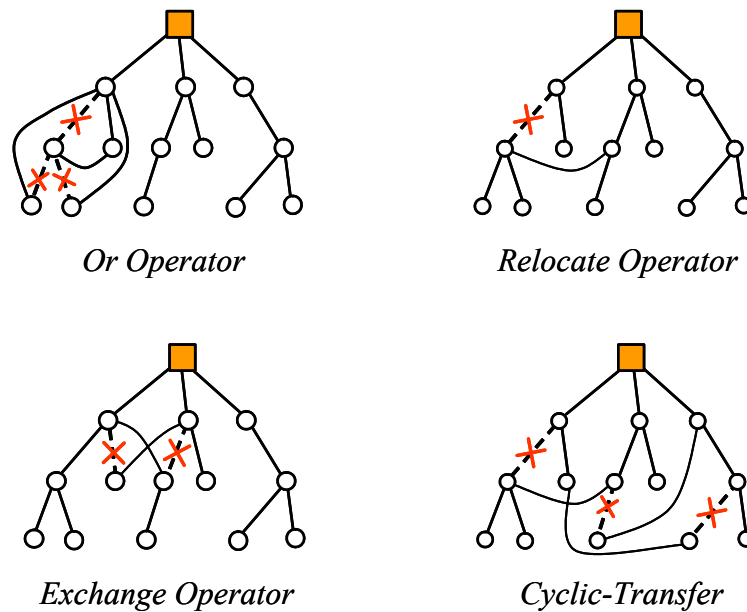


Bild 6.19: Or-, Relocate-, Exchange- und Cyclic-Transfer-Operator für Strahlennetze

Zur Planung von Ringnetzen werden die oben beschriebenen Operatoren an die ringförmige Netzstruktur angepasst. Weiterhin wird zusätzlich der nur auf ringförmige Netzstrukturen anwendbare *Cross Operator*, bei dem zwei oder mehr Leitungen zwischen den Ringen gelöscht und einige neue Leitungen hinzugefügt werden, eingesetzt. Bild 6.20 stellt das Vorgehen bei Anwendung des *Cross Operators* dar.

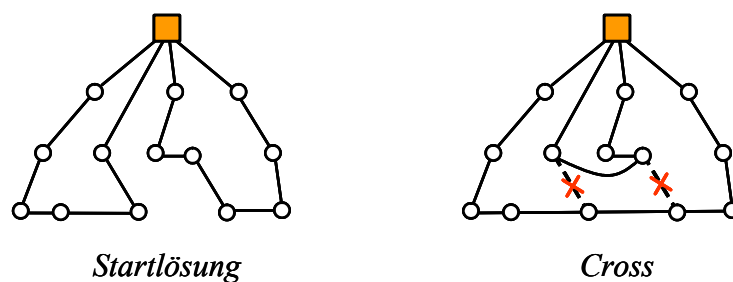


Bild 6.20: Cross Operator

Durch wechselnde Anwendung der oben skizzierten Operatoren werden die Nachbarschaften in der lokalen Suche bei der Planung von Strahlen- und Ringnetzen generiert.

Die *Gesteuerte Lokale Suche* ist eine Erweiterung der lokalen Suche durch Addition eines zusätzlichen Bestrafungselements. Eine oft auftretende Lösung, die sich möglicherweise in

einem lokalen Optimum befindet, wird durch folgende Methode bestraft, so dass die lokale Suche mit einer höheren Wahrscheinlichkeit das lokale Optimum wieder verlässt:

- Für die bekannte Lösung wird zunächst eine Menge von Eigenschaften definiert, die diese Lösung beschreiben, wie beispielsweise die gesamte Stromkreislänge in der durch die Lösung beschriebenen Netzstruktur, oder die Anzahl der realisierten Betriebsmittel eines bestimmten Typs.
- Anschließend wird für jede dieser Eigenschaften geprüft, wie häufig diese Eigenschaft in den bereits untersuchten Lösungen auftrat. Das Bestrafungselement wird schließlich aus der Summe der Auftrittshäufigkeiten der einzelnen betrachteten Eigenschaften gebildet, so dass die lokale Suche Anreize erhält, neue Lösungen, die Eigenschaften in einer bisher noch nicht untersuchten Ausprägung enthalten, anzusteuern.

Bei Anwendung der *Large Neighborhood Search* ist die Definition von Bestrafungselementen nicht notwendig, da dieses Verfahren generell die frühzeitige Konvergenz in lokale Optima vermeidet. Es wird daher in dem entwickelten Verfahren neben der Gesteuerten Lokalen Suche zur Lösungsverbesserung eingesetzt.

Die Grundidee dieses Verfahrens ist, dass eine größere Nachbarschaft durch Löschen und wieder Einfügen einer großen Menge von Lösungsteilen generiert wird. Damit wird die Wahrscheinlichkeit des Verharrens in lokalen Optima verringert. Zwei Strategien zum Aufbau der Nachbarschaften werden iterativ angewendet:

- Löschen einiger realisierten Leitungen, die die Stationen in einem bestimmten Teil des Versorgungsgebiets verbinden.
- Löschen einer bestimmten Anzahl von realisierten Leitungen zwischen Stationen, die möglicherweise in einem Baum oder Ring/Strang oder sehr nah beieinander liegen. Dadurch wird eine Reduzierung der Anzahl der Abgänge erreicht.

Die nach Löschen einiger Leitungen nicht mehr verbundenen Stationen werden durch Einfügen neuer Leitungen wieder mit dem Netz verbunden. Auf diese Weise wird eine neue zulässige Lösung generiert, die anschließend erneut mit den beschriebenen Verfahren in der nächsten Iteration überprüft wird.

6.2.4.2 Parametrierung des Verfahrens

Die eingesetzten Verfahren bieten verschiedene Parametrierungsmöglichkeiten, mit denen die Optimierungsalgorithmen an die jeweils zu betrachtende Versorgungsaufgabe angepasst werden können. Die wesentlichen Parameter der Gesteuerten Lokalen Suche und der Large Neighborhood Search umfassen:

- Maximale Iterationszahl der Optimierung

Die Iterationszahl, nach der spätestens ein Abbruch der Optimierung erfolgt, weist einen großen Einfluss auf die Güte der besten gefundenen Lösung und die Rechenzeit auf. Für Versorgungsaufgaben mit ca. 150 Mittelspannungsstationen ist in der Regel eine maximale Iterationszahl von 1500 bis 2000 Iterationen ausreichend. Für Versorgungsaufgaben mit mehr als 200 Mittelspannungsstationen ist es jedoch sinnvoll, entsprechend größere Werte zu wählen.

Zu beachten ist dabei, dass die RNA für Mittelspannungsnetze wesentlich mehr Iterationen benötigt als das Verfahren für Hoch- und Höchstspannungsnetze (typischerweise weniger als 100 Iterationen). Dies ist durch die andere Suchstrategie zu begründen, die dazu führt, dass bei der Optimierung von Mittelspannungsnetzen wesentlich kleinere Verbesserungen der Lösung je Iteration erzielt werden, gleichzeitig jedoch der benötigte Rechenaufwand zur Bewertung einzelner Lösungen innerhalb einer Iteration im Vergleich zu Hoch- und Höchstspannungsnetzen auf einen Bruchteil reduziert werden kann.

- Der Steuerparameter λ für die Gesteuerte Lokale Suche

Zur Vermeidung der Konvergenz in lokale Optima ist dieser Steuerparameter für die Gesteuerte Lokale Suche von großer Bedeutung. Große Werte des Parameters ermöglichen eine schnelle Konvergenz zu einer guten Lösung, die jedoch nicht notwendigerweise optimal ist. Bei einem kleinen Wert des Parameters hingegen benötigt die Optimierung eine große Anzahl Iterationen, um die optimale Lösung zu finden. Sensitivitätsanalysen hinsichtlich des Einflusses dieses Parameters auf die Güte der gefundenen Lösung anhand einer Vielzahl von realen Versorgungsaufgaben zeigen, dass mit Werten zwischen 50 und 200 die besten Lösungen für alle Versorgungsaufgaben gefunden werden.

- Die maximale Iterationszahl für Large Neighborhood Search

Wie oben beschrieben führt Large Neighborhood Search zu einer geringeren Wahrscheinlichkeit der Konvergenz in lokale Optima, was jedoch im Vergleich zur Gesteuerten Lokalen Suche zu einem Anstieg der Rechenzeit aufgrund der aufwändigeren Suche in größeren Nachbarschaften führt. Daher wird dieses Verfahren nicht in jeder Iteration angewendet. Gute Ergebnisse werden erzielt, falls nach je 20 Iterationen mit ausschließlich Gesteuerter Lokaler Suche auch dieses Verfahren eingesetzt wird.

- Die maximale Iterationszahl der Lokalen Suche für Versorgungsaufgaben mit mehreren 110/20(10)-kV-Stationen

Falls mehrere einspeisende Umspannstationen im Versorgungsgebiet existieren, muss in einer zusätzlichen Iterationsschleife die optimale Aufteilung der Kunden auf die einzelnen Umspannstationen ermittelt werden. Die hierfür maximal zulässige Iterationszahl kann mit diesem Steuerparameter festgelegt werden. Ein Wert von 3 bis 5 ist üblicherweise hinreichend für Versorgungsaufgaben mit 3 bis 6 Umspannstationen.

6.2.4.3 Einhaltung technischer und struktureller Mindestanforderungen

Sowohl bei der Bestimmung der Startlösung als auch bei der iterativen Verbesserung der Lösung werden die einzuhaltenden Randbedingungen überprüft. Dabei müssen nicht nur die technischen Randbedingungen, sondern auch strukturelle, häufig unternehmensspezifisch vorgegebene Restriktionen betrachtet werden.

Die technischen Randbedingungen umfassen dabei:

- Netzsicherheit

Wie in Höchst- und Hochspannungsnetzen wird bei der Planung von Mittelspannungsnetzen üblicherweise das (n-1)-Kriterium berücksichtigt. In der Mittelspannungsebene muss dabei die (n-1)-Sicherheit nach Umschaltung erfüllt sein. Eine Ausnahme stellen dabei Strahlennetze dar, die konzeptgemäß nicht (n-1)-sicher geplant werden. In einzelnen Fällen ist auch in Ring- und Strangnetzen ein Stichanschluss von Mittelspannungsstationen und -kunden, die niedrige Anforderungen an Versorgungszuverlässigkeit aufweisen, zulässig. Daneben müssen die für die Netzsicherheit relevanten technischen Kenngrößen, z. B. die maximale Belastbarkeit von Betriebsmitteln sowie die zulässigen Kurzschlussströme, ü-

berprüft werden. Die Verfahren zur Überprüfung derartiger Anforderungen wurden bereits in Abschnitt 6.2.3 erläutert.

- Versorgungsqualität

Die Versorgungsqualität, die in Mittelspannungsnetzen planungsrelevant ist, umfasst die quasistationäre Spannungsqualität und die Versorgungszuverlässigkeit. Die Anforderungen an die Spannungsqualität sind dabei in der Norm EN 50160 definiert. Üblicherweise ist eine Absenkung der Spannung um ca. 3 bis 5 % im normalen Betrieb und ca. 10 bis 12 % im gestörten Betrieb zulässig.

Beim Anschluss von dezentralen Einspeisungen steht keine internationale oder europäische Richtlinie zur Verfügung. In Deutschland wird die durch die Anschlüsse von dezentralen Einspeisungen verursachte Spannungsanhebung nach unternehmensspezifischen Vorgaben oder der VDEW-Anschlussrichtlinie betrachtet. Die Spannung an allen Anschlusspunkten von dezentralen Erzeugungsanlagen darf dabei mit und ohne Einspeisung aus der angeschlossenen Anlage um maximal 2 % schwanken.

Die VDN-Störungsstatistik zeigt, dass die Nichtverfügbarkeit an den Anschlusspunkten der Netzkunden zu ca. 80 % auf Störungen in der Mittelspannungsebene zurückzuführen ist. Daher ist es erforderlich, auch die Versorgungszuverlässigkeit bei der Ermittlung kostengünstiger Mittelspannungsnetze zu berücksichtigen. Die Versorgungszuverlässigkeit lässt sich dabei in der Regel durch den Erwartungswert der Unterbrechungshäufigkeit $E(H_U)$, den Erwartungswert der Unterbrechungsdauer $E(T_U)$ und die von diesen Erwartungswerten abgeleitete Nichtverfügbarkeit Pr_N beschreiben. Untersuchungen zeigen, dass die Unterbrechungshäufigkeit im Wesentlichen durch die Netzstruktur bestimmt und die Unterbrechungsdauer überwiegend durch die bei der Störungsbeseitigung angewendete Strategie sowie die Ausstattung mit Automatisierungstechnik bestimmt wird. Letzteres ist zwar grundsätzlich eine Planungsentscheidung, kann aber aufgrund der geringen Auswirkungen auf die Netzstruktur bei der Planung von Mittelspannungsnetzen vernachlässigt werden. Dem Verfahren zur RNA für Mittelspannungsnetze kann daher ein maximal zulässiger Grenzwert für die erwartete Unterbrechungshäufigkeit als Randbedingung vorgegeben werden.

Die strukturellen Restriktionen dienen im Wesentlichen der Unterstützung des (n-1)-Kriteriums durch zusätzliche Beachtung empirisch ermittelter Regeln. Die beiden wichtigsten zu beachtenden Kriterien sind dabei

- die maximale Abgangslänge sowie die maximal zulässige Anzahl Stationen in einem Abgang sowie
- die maximal zulässige Anzahl Stationen und die maximal erlaubte Last in Stichen.

Lange Abgänge und eine hohe Anzahl Stationen innerhalb eines Abgangs führen zu einer hohen Unterbrechungshäufigkeit und einer gleichzeitig langen Wiederversorgungsdauer während der Störungsbeseitigung. Um eine angemessene Versorgungszuverlässigkeit zu erhalten und die Anzahl der von einem Fehler betroffenen Kunden zu begrenzen, wird daher die zulässige Länge von Abgängen sowie die maximale Stationszahl in Abgängen von einigen Netzbetreibern begrenzt.

Die Vorgabe einer maximal zulässigen Anzahl von Stationen innerhalb eines Stiches sowie einer zulässigen Höchstlast von Stichen kann insbesondere dann sinnvoll sein, wenn zur Versorgung der Kunden im Fehlerfall Notstromaggregate eingesetzt werden.

6.2.5 Referenznetzanalyse für Stromnetze – Niederspannung

Im Gegensatz zu den überlagerten Spannungsebenen haben sich in der Niederspannungsebene vor allem Strahlennetze bewährt. Dies lässt sich dadurch begründen, dass der Einfluss dieser Spannungsebene auf die Versorgungszuverlässigkeit gering ist und somit in der Regel die kostenminimale Netzform gewählt werden kann.

Das Verfahren zur RNA für Niederspannungsnetze basiert ebenfalls auf Genetischen Algorithmen. Analog dem Verfahren zur RNA für Mittelspannungsnetze (Abschnitt 6.2.4) kann das Verfahren für die Niederspannungsebene die Vorgaben an die anzustrebende Netzstruktur zur Beschleunigung der Optimierung nutzen. Gleichzeitig sind jedoch die in der Niederspannungsebene auftretenden Besonderheiten der technischen Randbedingungen geeignet zu berücksichtigen. Hierzu zählt beispielsweise die Lastcharakteristik der angeschlossenen Haushaltskunden.

In den folgenden Abschnitten werden daher die erforderlichen Anpassungen des Optimierungsalgorithmus zur Anwendung auf die Niederspannungsebene beschrieben.

6.2.5.1 Codierung von Niederspannungsnetzen

Aufgrund der Strahlenstruktur des Netzes lassen sich in den zu ermittelnden Referenznetzen einzelne Bereiche identifizieren, die durch je eine Ortsnetzstation gespeist werden.

Grundsätzlich wird daher bei der RNA für Niederspannungsnetze der Versorgungsbereich einer Ortsnetzstation betrachtet. Die Codierung verläuft hierbei analog zu der Codierung für Hoch- und Höchstspannungsnetze (siehe Abschnitt 6.2.3). Ein Transformator wird dabei als eine Planungsvariable abgebildet. Neben dem Transformator werden in den Genen die einzelnen Trassen codiert, wobei die Werte der Planungsvariablen den entsprechenden Betriebsmitteltyp für den Stromkreis bzw. dessen Realisierung repräsentieren. Im Gegensatz zu den höheren Spannungsebenen ist nur ein Stromkreis je Trasse zulässig, da ein Kundenanschluss in der Niederspannungsebene nur in Sonderfällen als Doppelleitung ausgeführt wird. Kostenersparnisse durch Mitverlegung von Kabeln, die durch gleichzeitige Verlegung mehrerer Stromkreise in einem Graben entstehen, können separat angegeben werden. Diese Vorteile werden in der Optimierung durch Berücksichtigung der Kostenersparnisse durch Mitverlegung in der Zielfunktion abgebildet.

Neben den Kosten für Stromkreise und Transformatoren können bei der monetären Bewertung des Netzes auch Kosten für Hausanschlusskästen und Dachständer berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung dieser Kosten ist optional, da sich Hausanschlusskästen und Dachständer je nach Unternehmen im Besitz des Netzbetreibers oder im Besitz des Kunden befinden können.

6.2.5.2 Prüfung der technischen Randbedingungen

Die Überprüfung der Netzentwürfe umfasst in der Niederspannungsebene zum einen eine Strukturüberprüfung, die die Einhaltung der Strahlenstruktur gewährleistet. Zum anderen werden die Betriebsmittelbelastungen und die Knotenspannungen an den Anschlusspunkten der Netzkunden bewertet. Die Umsetzung dieser beiden Prüfalgorithmen wird im Folgenden genauer erläutert.

Strukturüberprüfung

Durch Anwendung der Genetischen Operatoren ist es grundsätzlich möglich, dass sich Maschen innerhalb der Netzentwürfe bilden. Daher ist es zu Beginn jeder Bewertung notwendig, eventuell vorhandene Maschen zu identifizieren und geeignet aufzutrennen. Als geeignete Heuristik hat sich dabei erwiesen, jeweils den längsten Stromkreis der Masche zu löschen, um eine möglichst geringe Stromkreislänge zu erreichen.

Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass durch die heuristische Entmaschung das Netz nicht in einzelne Teilnetze zerfällt. Ein Netz gilt dabei als zusammenhängend, wenn jeder Netzkunde über eine Verbindung zu einem speisenden Transformator verfügt. Nicht versorgte Teilnetze werden durch Realisierung zusätzlicher Trassen an das Netz angeschlossen. Hierbei werden die Trassen mit den geringsten Kosten bevorzugt.

Ausgehend von einem so entstehenden Strahlennetz kann dann eine Abschätzung für die Betriebsmittelbelastungen und Knotenspannungen getroffen werden.

Abschätzung von Betriebsmittelbelastungen und Knotenspannungen

Im Gegensatz zu den überlagerten Spannungsebenen ist es in der Niederspannungsebene nicht ausreichend, Haushaltskunden durch die planungsrelevante Höchstlast zu charakterisieren. Jeder Haushalt verursacht zwar durch sein stochastisches Verhalten je nach Haushaltstyp eine Lastspitze von bis zu etwa 30 kW (z. B. Durchlauferhitzer, Waschmaschine und Herd). Solche Höchstlasten treten allerdings nur zeitlich begrenzt und dann auch nur in einzelnen Haushalten des Versorgungsgebietes auf. Daher muss bei der Auslegung des Netzes darauf geachtet werden, dass realistische Lastverteilungen für die Spitzenlast angenommen werden, da der Gleichzeitigkeitsgrad solcher Höchstlasten in verschiedenen Haushalten gering ist.

Um eine realistische Abbildung der Haushaltskunden zu gewährleisten, wird bei der RNA für Niederspannungsnetze ein Haushaltslastmodell genutzt, welches auf einer Studie des VDEW basiert [14]. Das abgeleitete Verbrauchermodell unterscheidet dabei vier Haushaltstypen (Mehrfamilienhaus mit/ohne Gasanschluss und Einfamilienhaus mit/ohne Gasanschluss). Diesen Typen werden dann zunächst Installationswahrscheinlichkeiten für Haushaltsgeräte (Herd, Spülmaschine, Durchlauferhitzer, etc.) zugeordnet. Für diese Geräte existieren wiederum Ganglinien für die jeweiligen Betriebswahrscheinlichkeiten. Ausgehend von diesen In-

formationen kann dann mit Hilfe einer probabilistischen Simulation ein realitätsnaher Zusammenhang zwischen der Anzahl an Haushalten und der tatsächlich abgenommenen Leistung bestimmt werden. Ein solcher Zusammenhang ist exemplarisch für Einfamilienhäuser ohne Gasanschluss in Bild 6.21 dargestellt.

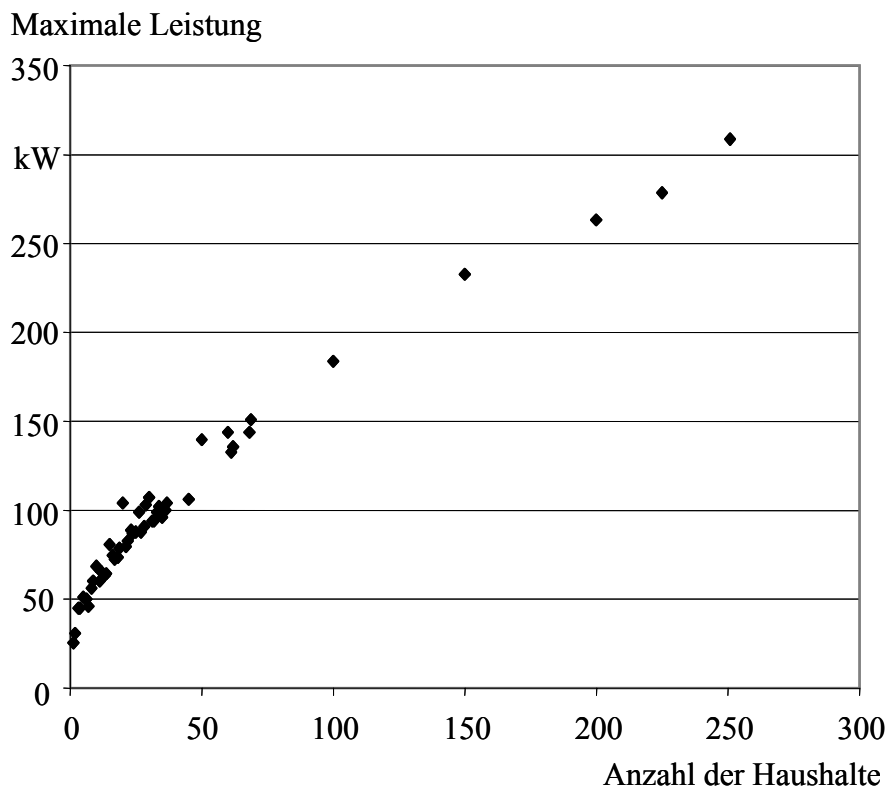


Bild 6.21: Zusammenhang zwischen der Anzahl der Einfamilienhäuser ohne Gasanschluss und der maximal abgenommenen Leistung

Ausgehend von den so zu bestimmenden Lasten können aufgrund der Strahlenstruktur der Niederspannungsnetze die Betriebsmittelbelastungen und die Spannungen an den einzelnen Netzknoten vergleichsweise einfach berechnet werden.

Für Kunden im Niederspannungsnetz, deren Lastganglinie nur geringe stochastische Schwankungen aufweist (z. B. Landwirte oder Gewerbekunden) können alternativ die maximalen Lasten bei der Netzauslegung berücksichtigt werden.

Dimensionierung des Ortsnetztransformators

Ausgehend von den Informationen über den Zusammenhang zwischen der Anzahl an Haushalten der verschiedenen Typen und der zu erwartenden maximalen Last, in die auch die Netzverluste mit eingerechnet werden müssen, kann die Nennleistung des Ortsnetztransformators bestimmt werden. Für die Wahl des Transformators kann dann unter Berücksichtigung der maximal zulässigen Belastung ein geeigneter Transformator typ bestimmt werden.

6.2.5.3 Algorithmen zur Beschleunigung der Konvergenz

Neben der Anpassung der Codierung und der Bewertungsfunktionen an die Planungsaufgabe ist es für eine effektive Nutzung Genetischer Algorithmen notwendig, problemspezifische Reparaturalgorithmen zu entwickeln (vgl. Abschnitt 6.2.1.2). Dabei wird versucht, anhand der vorhandenen Informationen lokale Strukturverbesserungen in den Netzentwürfen zu erzielen. Dieses Vorgehen stützt sich dabei auf Regeln, die sich bei der konventionellen Netzplanung bewährt haben. Im Folgenden werden Algorithmen zur Dimensionierung der Betriebsmittel und zur Strukturoptimierung für Niederspannungsnetze vorgestellt.

Dimensionierung der Betriebsmittel

Ausgehend von den Ergebnissen der technischen Überprüfung können die Betriebsmitteltypen an die reale Belastungssituation angepasst werden. Hierzu wird versucht, einen geeigneten Leitungstyp so zu wählen, dass die Leitung weder überlastet noch überdimensioniert ist.

Lokale Suche zur Verbesserung der Konvergenz

Üblicherweise existiert in Niederspannungsnetzgebieten eine im Vergleich zu Netzen höherer Spannungsebene große Anzahl nutzbarer Trassen. Daher kann auch eine nicht vollständige Suche im Lösungsraum zu langen Rechenzeiten führen. Aus diesem Grund ist es nicht sinnvoll, einen zufälligen Startpunkt für die Suche zu wählen. Die Anfangspopulation muss daher geeignet initialisiert werden.

Da Niederspannungsnetze hier in Strahlenform geplant werden, besteht die hauptsächliche Kostenersparnis in der Minimierung der Stromkreislängen. Zu Beginn der Optimierung werden die Netzentwürfe daher an den sogenannten *minimalen Spannbaum* angenähert.

Der Ansatz der minimalen Spannbäume stammt aus der Graphentheorie und beschreibt einen ungerichteten, zusammenhängenden Graphen, der alle seine Knoten in einer Baumstruktur verbindet. Die Voraussetzung für einen minimalen Spannbaum ist, dass kein anderer Spannbaum mit einer geringeren Summe der Kantenlängen existiert. Für die Erstellung eines minimalen Spannbaumes existieren verschiedene Algorithmen, wobei für das hier betrachtete Problem ein einfaches Verfahren wie das nach Prim [15] anwendbar ist.

Der Prim-Algorithmus verbindet ausgehend von einem Startknoten (hier: Ortsnetzstation) alle anderen Knoten (hier: Netzkunden) des Versorgungsgebietes über die jeweils kürzeste Kante (hier: Trasse). In [15] wurde gezeigt, dass dabei immer ein minimaler Spannbaum entsteht.

Im Regelfall ist dieser minimale Spannbaum für das Versorgungsgebiet einer Ortsnetzstation aufgrund der technischen Randbedingungen nicht realisierbar, allerdings wird die Optimallösung Teile dieses Spannbaums beinhalten. Für die Anwendung Genetischer Algorithmen ist es zudem notwendig, eine Vielfalt von Netzentwürfen in der Anfangspopulation zu ermitteln, um eine vorzeitige Konvergenz in lokale Optima zu verhindern. Aus diesem Grund ist es notwendig, den Prim-Algorithmus so zu modifizieren, dass eine Population von unterschiedlichen Ausgangsnetzen entsteht.

Der modifizierte Algorithmus wird in Bild 6.22 gezeigt.

Ausgehend von einem Startpunkt, den zu Beginn die Ortsnetzstation bildet, wird in einem ersten Schritt eine Trasse zur Anbindung eines neuen Niederspannungskunden ausgewählt. Hierbei muss beachtet werden, dass einige stochastisch bestimmte Trassen für den Netzentwurf nicht genutzt werden dürfen. Unter Berücksichtigung dieser Restriktion wird wie beim Prim-Algorithmus die kürzeste an das erschlossene Teilgebiet angrenzende Trasse realisiert. Durch dieses Vorgehen entsteht im Regelfall eine dem minimalen Spannbaum ähnliche Struktur. Gleichzeitig gewährleistet der stochastische Ausschluss von einigen Trassen, dass der minimale Spannbaum nicht erreicht wird.

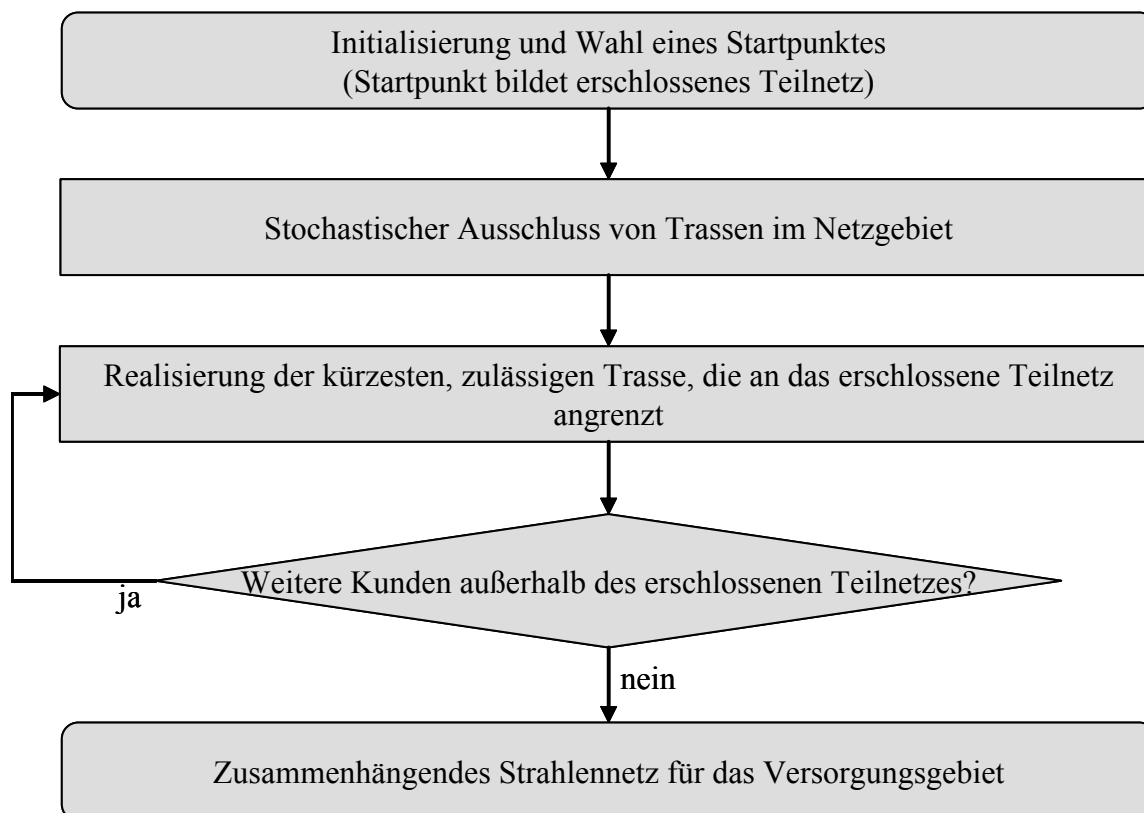


Bild 6.22: Modifizierter Prim-Algorithmus zur Erzeugung von Strahlennetzen

Die mit diesem Algorithmus ermittelten Lösungen werden anschließend als Startpunkt für die weitere iterative Optimierung mittels Genetischer Algorithmen verwendet. Aufgrund der Ähnlichkeit der Lösungen mit dem minimalen Spannbaum wird dabei schon nach wenigen Iterationen eine optimale Lösung gefunden. Gleichzeitig wird jedoch durch die Ermittlung mehrerer unterschiedlicher Startpunkte sichergestellt, dass ein hinreichend großer Bereich des Lösungsraums abgesucht und somit die Konvergenz in lokale Optima verhindert wird.

7 Spezifische Kostenansätze für die Modellparametrierung

7.1 Vorbemerkungen

Wie in Kapitel 2 dargestellt, werden die Kosten von Modell- oder Referenznetzen ermittelt, indem die aus der Netzoptimierung hervorgehenden Anlagenmengen mit nach Anlagentypen differenzierten spezifischen Kostenansätzen multipliziert werden, die die Anlagen- und sonstigen Faktorpreise im Sinne von Tagesneuwerten reflektieren. Aus den so erhaltenen Investitions- und Betriebskosten werden unter Berücksichtigung von ebenfalls anlagentypspezifischen Nutzungsdauern annuitätische Kosten ermittelt. Die spezifischen Kostenansätze haben somit entscheidenden Einfluss auf die Modell- bzw. Referenznetzkosten.

In den nachfolgenden Tabellen sind grobe Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten der gebräuchlichsten Betriebsmitteltypen für Gasnetze (Tabelle 7.1) und Stromnetze (Tabelle 7.2) zusammengestellt. Die Angaben beruhen auf Erfahrungen der Konsortialpartner aus aktuellen Untersuchungen. Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass diese Werte mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, da die Investitionskosten von Netzanlagen von vielen fallspezifischen Einflussfaktoren abhängen, die hier nicht vollständig berücksichtigt werden können. Qualitative Einschätzungen zum Ausmaß der Streuung um die angegebenen Werte und zu sonstigen Einflussfaktoren sind in der Spalte „Bemerkungen“ wiedergegeben.

Daneben ist zu beachten, dass Preisangaben dieser Art veränderlich und somit nur für den aktuellen Zeitpunkt möglich sind. In jüngster Vergangenheit sind z. B. erhebliche Preissteigerungen bei Anlagengütern in Folge der weltweiten Rohstoff-Preisentwicklung und Angebotsknappheiten aufgetreten.

Die Betriebskosten (v. a. Instandhaltungskosten) von Betriebsmitteln werden bei der Kostenbewertung von Netzvarianten mittels Annuitätsmethode häufig über Zuschläge berücksichtigt, die den jährlichen Betriebsaufwand in Prozent der Investitionskosten ausdrücken. Grobe Anhaltswerte für diese Zuschläge sind in Tabelle 7.3 für Gas- und Stromnetze zusammengestellt. Auch diese Werte sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und nur als Durchschnittswerte aufzufassen, da auch die Betriebskosten von fallspezifischen Einflussfaktoren abhängen, die von einfachen Pauschalansätzen dieser Art nicht erfasst werden können.

7.2 Investitionskostenansätze für Gasnetze

	Betriebsmittel/ Maßnahme	Typ	Kosten	Einheit	Bemerkungen
Rohrleitungen	Rohrleitung PE	≤ 100	30	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		≤ 150	40		
		≤ 200	45		
		≤ 250	50		
		≤ 300	55		
		≤ 400	60		
	Rohrleitung St	≤ 50	40	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		≤ 100	50		
		≤ 200	60		
		≤ 300	70		
		≤ 400	80		
		≤ 600	100		
		≤ 800	120		
	Grabenkosten	unversiegelt, pflügen möglich	90	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	150		
		versiegelt, geringes Verkehrsaufkommen	200		
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	450		

Niederdruck	Druckregler	400 m ³ /h	12	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		1000 m ³ /h	15		
		2000 m ³ /h	20		
		3000 m ³ /h	25		
	Hausanschluss		2000	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Hausanschlussregler		150	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
Mitteldruck	Druckregler	400 m ³ /h	12	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		1000 m ³ /h	15		
		2000 m ³ /h	20		
		3000 m ³ /h	25		
	Hausanschluss		3800	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Hausanschlussregler		200	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen

Tabelle 7.1: Grobe Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten üblicher Betriebsmittel für Gasnetze

7.3 Investitionskostenansätze für Stromnetze

Spannungsebene	Betriebsmittel/ Maßnahme	Typ	Kosten	Einheit	Bemerkungen
Niederspannung	Kabel	4x25 mm ² (NAYY-J) (PVC)	3	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		4x35 mm ² (NAYY-J) (PVC)	3,5		
		4x50 mm ² (NAYY-J) (PVC)	4		
		4x95 mm ² (NAYY-J) (PVC)	7		
		4x150 mm ² (NAYY-J) (PVC)	9		
		4x240 mm ² (NAYY-J) (PVC)	15		
	Freileitung	4x35 mm ² (Al)	5	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		4x50 mm ² (Al)	7		
		4x95 mm ² (Al)	8		
		4x35 mm ² (isoliert - A2Y)	5		
		4x50 mm ² (isoliert - A2Y)	6		
		4x95 mm ² (isoliert - A2Y)	7		
	Grabenkosten	unversiegelt, pflügen möglich	23	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	38		
		versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen	78		
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	87		
	Trassenkosten Freileitung		19	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich

	Hausanschlusskasten		1500	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Dachständer		1000	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	T-Muffe		300	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Transformator	MS/NS, 250kVA (o. Schaltfeld)	5	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		MS/NS, 400kVA (o. Schaltfeld)	6		
		MS/NS, 630kVA (o. Schaltfeld)	7,5		
		MS/NS, 1000kVA (o. Schaltfeld)	9,5		
		MS/NS, 1250kVA (o. Schaltfeld)	11,5		
		Kompaktstation (o. Trafo)	20		
Mittelspannung	Graben	unversiegelt, pflügen möglich	40	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	90		
		versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen	110		
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	200		
	Freileitung inkl. Gestänge	3x50 AlD	30	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
		3x95 AlD	36		
		3x120 Al	32		
	Kabel	VPE Al 150	18	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		VPE Al 185	20		
		VPE Al 240	22		
	Transformator	110/20 oder 110/10, 20 MVA	440	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen

		110/20 oder 110/10, 32 MVA	500		
		110/20 oder 110/10, 40 MVA	580		
		110/20 oder 110/10, 63 MVA	790		
	Schaltfeld	20-kV, 25 kA, AIS	25	Tsd. €	Abweichung um Mittelwert in Abhängigkeit des abschaltbaren Kurzschlussstromes möglich
		20-kV, 25 kA, GIS	41		
Hochspannung	Gestänge	Einfach	150	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
		Doppel	180		
	Graben	Einfach, unversiegelt	170	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		Doppel, unversiegelt	200		
		Einfach, versiegelt	220		
		Doppel, versiegelt	250		
	Leiterseil	265/35	30	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		185/35	20		
	Kabel	VPE Cu240	250	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		VPE Cu400	300		
		VPE Cu630	380		
	Transformator	380/110, 100 MVA	1,8	Mio. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		380/110, 200 MVA	2		
		380/110, 300 MVA	2,5		
		220/110, 100 MVA	1,5		

		220/110, 200 MVA	1,7		
		220/110, 300 MVA	2		
	Schaltfeld	110-kV, 31,5 kA, AIS	450	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		110-kV, 31,5 kA, GIS	800		
Höchstspannung	Gestänge	220 kV, doppelt	280	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
		220 kV, vierfach	360		
		380 kV, doppelt	500		
		380 kV, vierfach	730		
	Leiterseil	265/35, 2er-Bündel	80	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		265/35, 4er-Bündel	150		
	Schaltfeld	220 kV, 40 kA, AIS	1,2	Mio. €	Abweichung um Mittelwert in Abhängigkeit des abschaltbaren Kurzschlussstromes möglich
		220 kV, 40 kA, GIS	2,1		
		380 kV, 80 kA, AIS	1,7		
		380 kV, 80 kA, GIS	3,3		

Tabelle 7.2: Grobe Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten üblicher Betriebsmittel für Stromnetze

7.4 Betriebskostenansätze für Gas- und Stromnetze

Sparte	Betriebsmittel	Jährliche Betriebskosten in % der Investitionskosten
Gas	Leitung	0,5
	Anlagen	1,0
Strom	Freileitungsgestänge	0,5-1,5
	Leiterseil	1,0-1,5
	Graben	0,0
	Kabel	0,1-0,5
	Transformator	0,1-1,0
	Schaltfeld	0,2-1,5
	Muffe	0,0
	Hausanschlusskasten	0,0

Tabelle 7.3: Grobe Anhaltswerte/Bandbreiten für die spezifischen jährlichen Betriebskosten von Betriebsmitteln für Gas- und Stromnetze in Form pauschaler Zuschläge in Prozent der Investitionskosten

8 Ergebnisse exemplarischer Untersuchungen

8.1 Modellnetzanalyse für Gas- und Stromnetze

Um zu beurteilen, mit welcher Genauigkeit die MNA für eine grobe Abschätzung des Bedarfs an Netzanlagen (v.a. Leitungslängen) eingesetzt werden kann, wurden Modellnetz-Leitungslängen exemplarisch für eine Auswahl der deutschen Netzbetreiber auf Basis der Daten ermittelt, die die BNetzA von den Netzbetreibern sowie vom Statistischen Bundesamt erhalten hat. Konkret wurden folgende jeweils für Gemeinden, d. h. nach dem „Amtlichen Gemeindegemeinschaftsschlüssel“ (AGS) aufgeschlüsselt vorliegende Eingangsdaten verwendet:

- Flächenangaben (Statistisches Bundesamt), aufgeschlüsselt nach Flächennutzungsarten, zur Ermittlung der Gesamtflächen und der Flächen der versorgten Gebiete je Gemeinde
- Zahl der Anschlusspunkte sowie Höchstlast im Gasnetz (Mittel- und Niederdruck) bzw. im Stromnetz (Niederspannung)
- Zahl der Gebäude (Statistisches Bundesamt), zur Abschätzung des mit Gasnetzen erschlossenen Teils der Gemeinden

Die Ergebnisse wurden mit den von den Netzbetreibern angegebenen realen Leitungslängen der betrachteten Netzebenen verglichen. Da sowohl diese Angaben als auch die Zahlen der Anschlusspunkte und die Höchstlasten bisher jeweils nur pro Netzbetreiber vorliegen, wurden hier nur Netzbetreiber betrachtet, die genau eine Gemeinde versorgen. Es wurden auch nur solche Netzbetreiber betrachtet, deren Daten durch vorhergehende Plausibilitätsprüfungen als weitgehend plausibel anerkannt worden waren. Die Zahl der betrachteten Netzbetreiber beträgt für Gasnetze 196 und für Stromnetze 77.

Da für den Entwurf der Gas-Modellnetze keine belastbaren Informationen über den Anteil des erschlossenen Gebiets innerhalb der betrachteten Gemeinden vorlagen, wurde dieser Anteil unter Berücksichtigung eines angenommenen durchschnittlichen Anschlussgrades von 50% im erschlossenen Gebiet aus den Angaben zur Zahl der Anschlusspunkte und der Gebäude je Gemeinde ermittelt. Für Gemeinden, in denen die Zahl der Anschlusspunkte mehr als 50% der Zahl der Gebäude beträgt, wurde eine vollständige Erschließung unterstellt (wobei der Anschlussgrad dann mehr als 50% beträgt).

Als Ergebnis dieser Untersuchung zeigen Bild 8.1 für Gasnetze und Bild 8.2 für Stromnetze die Häufigkeitsverteilungen der Abweichungen zwischen den je Gemeinde ermittelten Modellnetz-Leitungslängen und den von den Netzbetreibern angegebenen realen Leitungslängen. Es ergeben sich weitgehend typische Verläufe der Verteilungen mit allerdings erheblicher Streubreite bei Standardabweichungen von bis zu knapp 34% und teilweise offensichtlichen Ausreißern (z. B. Abweichung von -90% bei einem einzelnen Stromnetzbetreiber). Dabei ist bemerkenswert, dass die Streuung bei Gasnetzen geringer ist als bei Stromnetzen, obwohl hier durch die beschriebene grobe Abschätzung des erschlossenen Gebietsanteils je Gemeinde ein zusätzlicher unsicherer Faktor auftritt. Hierzu trägt aber auch bei, dass mehr Gasnetzbetreiber als Stromnetzbetreiber betrachtet werden.

Bereits bei der Aufbereitung der Eingangsdaten für diese Untersuchung hat sich gezeigt, dass ein Teil der festgestellten Streuungen durch weitere, zuvor nicht aufgedeckte Unplausibilitäten der Daten zu erklären ist. Dies unterstreicht zum einen die große Bedeutung sorgfältiger Plausibilitätsprüfungen der Daten und lässt zum anderen erkennen, dass auch die MNA als ein Werkzeug für die Plausibilitätsprüfung bestimmter Daten eingesetzt werden kann.

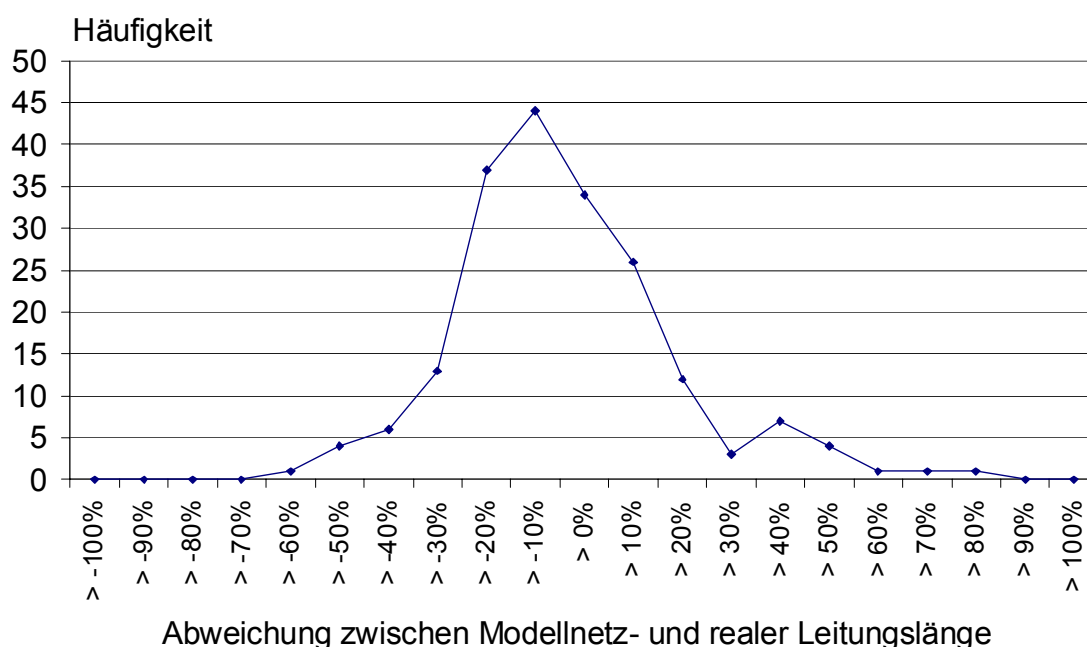


Bild 8.1: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Leitungslänge für Gasnetzbetreiber (Mittel- und Niederdruck) mit je einer versorgten Gemeinde (196 Unternehmen; Standardabweichung 22,8%)

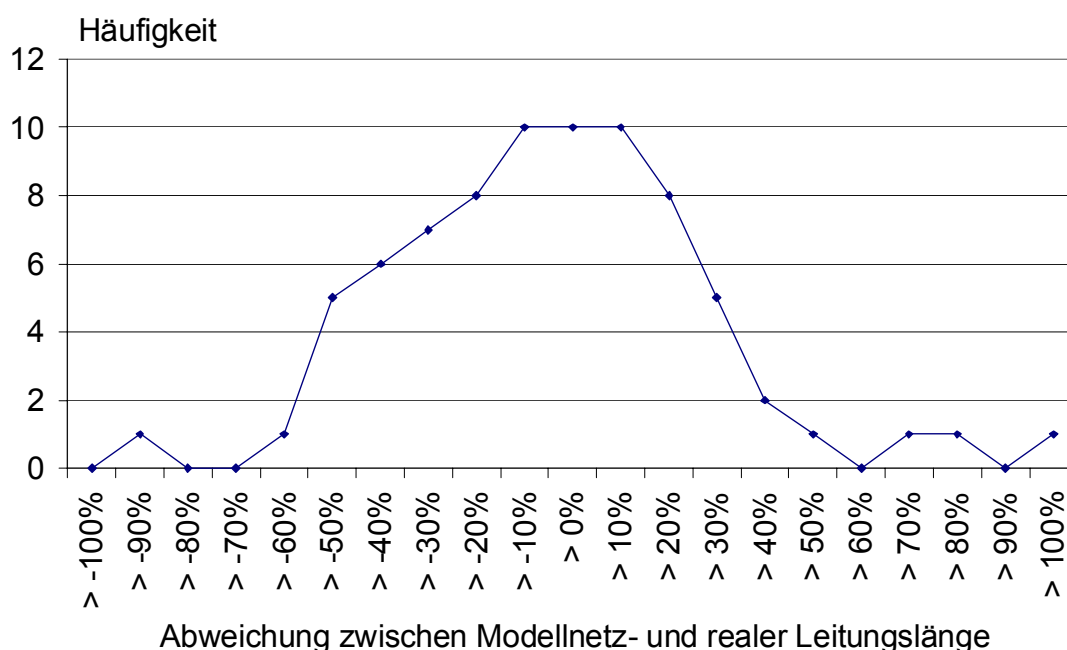


Bild 8.2: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Leitungslänge für Stromnetzbetreiber (Niederspannung) mit je einer versorgten Gemeinde (77 Unternehmen; Standardabweichung 33,6%)

Die Streubreiten sind aber – neben möglichen Ineffizienzen oder durch historische Entwicklungen, unterschiedliche Planungsgrundsätze und andere Faktoren bedingten Unterschieden zwischen realen und optimalen Leitungslängen – auch darauf zurückzuführen, dass die MNA konzeptgemäß nicht in der Lage ist, die optimale Leitungslänge für ein reales Versorgungsgebiet mit hoher Genauigkeit zu ermitteln, sofern dieses Gebiet (hier: Gemeinde) nicht in Teilgebiete unterteilt wird. Dies ist dadurch zu erklären, dass für jedes betrachtete (Teil-) Gebiet nur sehr wenige Angaben herangezogen werden. So kann naturgemäß die Bandbreite der heterogenen Strukturen realer Gebiete nur relativ ungenau wiedergegeben werden.

Diese Problematik ist nicht auf die Anwendung der MNA als Untersuchungswerkzeug beschränkt, sondern tritt grundsätzlich dann auf, wenn komplexe, stark heterogene Strukturen durch sehr wenige Angaben charakterisiert werden sollen. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, zur genaueren Erfassung der Gebietsstrukturen beim Effizienzvergleich Daten für hinreichend kleine Teilgebiete der Versorgungsgebiete zu erfassen und zu berücksichtigen. Ziel ist dabei nicht, die teilgebietsbezogenen Daten direkt in das Vergleichsverfahren einzuspeisen, da dies je nach Gebiets- und Teilgebietsgrößen zu einer prohibitiv großen Zahl von Variablen führen

kann. Ziel ist vielmehr, aus den teilgebietsbezogenen Daten eine oder wenige Strukturvariablen zu ermitteln, die die heterogenen Struktureigenschaften im Hinblick auf ihre Kostenwirkungen in geeigneter Weise zusammenfassen (vgl. [5]). Hierbei können z. B. die durch die modellbasierte Kostentreiberanalyse gewonnenen Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen Fläche, Zahl der Anschlusspunkte und Leitungslänge und weitere Zusammenhänge genutzt werden.

Aus dieser Überlegung und der Feststellung, dass viele der deutschen Netzbetreiber genau oder höchstens eine Gemeinde versorgen, folgt unmittelbar, dass eine Gemeinde-weise Erfassung von Angaben zur Struktur der Versorgungsaufgabe bei vielen Netzbetreibern keine Genauigkeitsverbesserung gegenüber der Verwendung aggregierter Daten pro Netzbetreiber darstellt. Es erscheint daher sinnvoll, stärker differenzierte Daten zur Gebietsstruktur zu erheben. Hierfür ist zu prüfen, für welche Teilgebiets-Abgrenzungen die benötigten Daten mit objektiven Verfahren oder aus offiziellen Quellen erhoben werden können (siehe auch Abschnitt 5.1.2.1).

8.2 Referenznetzanalyse für Gasnetze

Das in Abschnitt 6.2.2 vorgestellte Verfahren zur RNA für Gasverteilungsnetze wurde in der nachfolgend beschriebenen Untersuchung exemplarisch auf ein realitätsnahes Versorgungsgebiet angewendet. Es findet dabei eine geschlossene Optimierung der Nieder-, Mittel- und Hochdruckebene statt.

Bild 8.3 zeigt das untersuchte städtische Versorgungsgebiet, das rund 850 Hausanschlusspunkte umfasst. Die gesamte Abnahme der dort angeschlossenen Kunden beträgt $3190 \text{ m}^3/\text{h}$. Die zu versorgende Fläche beträgt etwa 12 km^2 , sodass sich eine Anschlussdichte von ca. 71 Anschlusspunkten pro km^2 und eine Lastdichte von ca. $266 \text{ m}^3/\text{h}$ pro km^2 ergibt. Die Anschlusspunkte der Häuser sind in Bild 8.3 nicht explizit dargestellt, da davon ausgegangen wird, dass Straßen, in denen mindestens ein Haus versorgt werden muss, auch vollständig verrohrt werden müssen.

Für die folgende Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Versorgung der Kunden über drei funktionale Netzebenen erfolgen soll, die jeweils der Nieder-, Mittel- und Hochdruckebene entsprechen. Einen Freiheitsgrad bei der Optimierung der Netzstruktur stellt die

Realisierung von Druckregelanlagen an zwölf möglichen Standorten innerhalb des betrachteten Versorgungsgebietes dar. Die Druckregler können dabei jeweils Druckebenen des Netzes miteinander verbinden, falls Leitungen der entsprechenden Druckebenen an der Druckregelanlage realisiert sind.

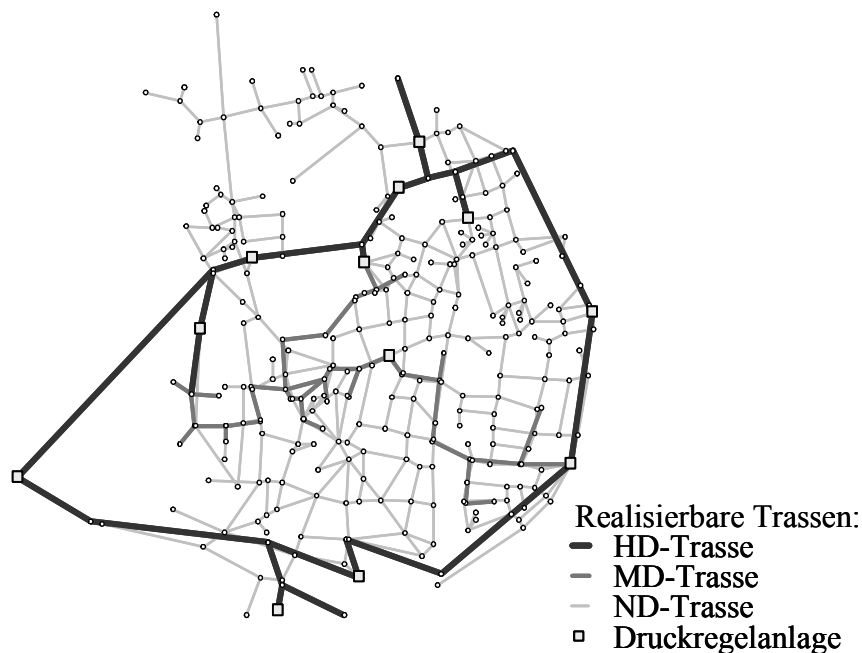


Bild 8.3: Realitätsnahes städtisches Versorgungsgebiet für die exemplarische Anwendung der RNA für Gasnetze

Bei der Ermittlung des Referenznetzes für die in Bild 8.3 dargestellte Versorgungsaufgabe sind die folgenden technischen Randbedingungen zu beachten.

- Der Druck an den Hausanschlusspunkten der Netzkunden darf einen vorgegebenen Minimaldruck nicht unterschreiten.
- Die maximal zulässigen Fließgeschwindigkeiten in den einzelnen Leitungen sind einzuhalten. Für Druckregler wird anstelle der zulässigen Fließgeschwindigkeit der maximal zulässige Volumenstrom betrachtet.
- Der zulässige Druckverlustfaktor wird mit dem Wert 2 vorgegeben. Demzufolge werden in möglichen Netzentwürfen nicht realisierte Leitungen, bei denen die Druckdifferenz zwischen Anfangs- und Endknoten bezogen auf die Leitungslänge mindestens das Doppelte

des durchschnittlichen Druckverlustes in der betrachteten Netzebene beträgt, zusätzlich realisiert.

Da die Freiheitsgrade insbesondere in der Niederdruckebene aufgrund der Forderung, Straßen mit mindestens einem Kunden vollständig zu verrohren, bereits stark eingeschränkt sind, werden keine weiteren Restriktionen bzgl. der anzustrebenden Netzstruktur vorgegeben.

Das resultierende Referenznetz für die beschriebene Versorgungsaufgabe unter Beachtung der genannten technischen Restriktionen ist in Bild 8.4 dargestellt. Die Grafik des Netzes ist entsprechend dem Druckprofil der Niederdruckebene eingefärbt, so dass sich Netzbereiche mit besonders niedrigen Drücken an den Anschlusspunkten der Netzkunden leicht identifizieren lassen.

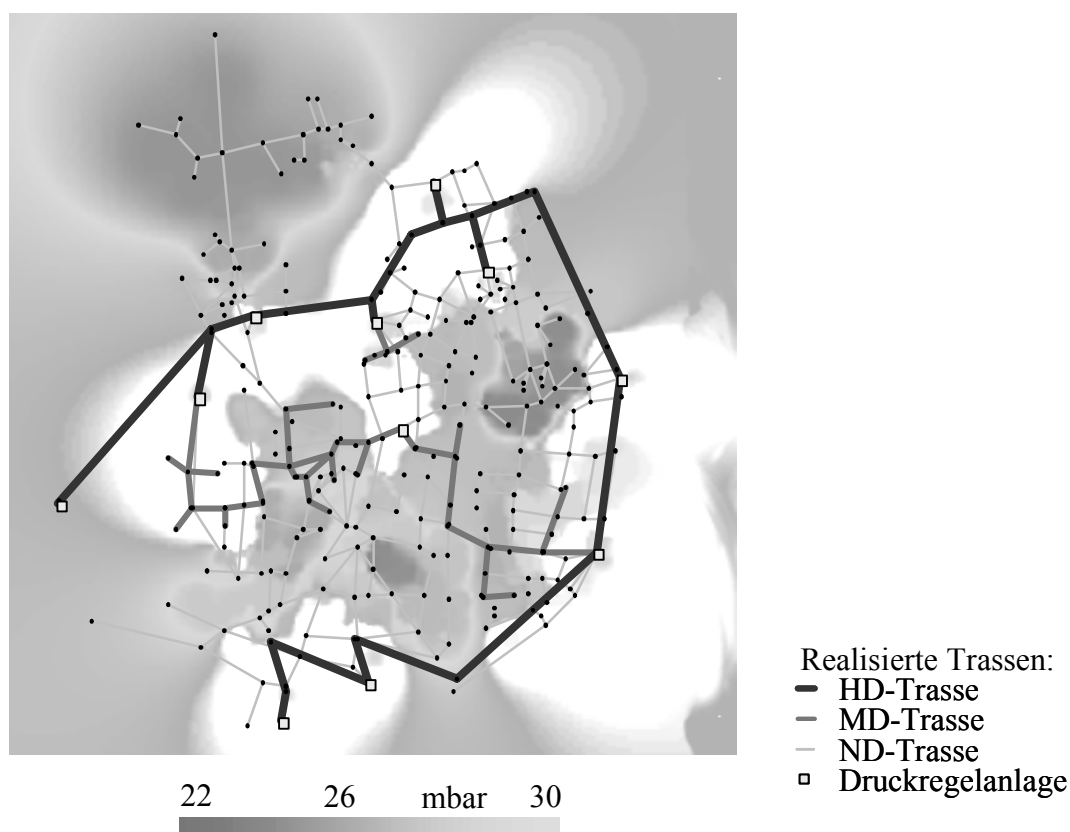


Bild 8.4: Referenznetz für die in Bild 8.3 dargestellte Versorgungsaufgabe

Es zeigt sich, dass die Hochdruckebene des Netzes nicht als geschlossener Ring realisiert wird. Aufgrund des durchgehenden Stranges in der Mitteldruckebene, der unterschiedliche

Netzbereiche der Hochdruckebene miteinander verbindet, stellen sich jedoch in allen Bereichen des Netzes Drücke ein, die den technischen Vorgaben entsprechen.

In der Niederdruckebene werden entsprechend den vorausgesetzten Planungsgrundsätzen alle Trassen, an denen zu versorgende Netzkunden liegen, vollständig genutzt. Dadurch ergibt sich bereits eine stark vermaschte Netzstruktur, so dass keine weiteren Planungsvorgaben für die Realisierung eines Maschennetzes notwendig sind. Für Versorgungsaufgaben, in denen größere Freiheitsgrade in einer Netzebene bestehen, lässt sich durch Variation des zulässigen Druckverlustfaktors oder durch Vorgabe eines einzuhaltenden Vermaschungsgrades (vgl. Abschnitt 6.2.2) die resultierende Netzstruktur beeinflussen.

Der durchschnittliche auf die Leitungslänge bezogene Druckverlust auf den Leitungen des ermittelten Referenznetzes beträgt in der Hochdruckebene 20,3 mbar/km, in der Mitteldruckebene 18,3 mbar/km und in der Niederdruckebene 1,7 mbar/km. Eine mögliche Leitung in der Niederdruckebene wird daher nur dann im Referenznetz nicht genutzt, wenn die Differenz der angrenzenden Knoten bezogen auf die Leitungslänge geringer ist als 3,4 mbar/km.

In Bild 8.5 ist das Konvergenzverhalten des Algorithmus dargestellt. Es ist zu erkennen, dass nach etwa 60 Iterationsschritten keine weiteren Lösungsverbesserungen mehr gefunden werden. Zur Optimierung des vorgestellten Netzes benötigte der Algorithmus eine Rechenzeit von etwa fünf Stunden.

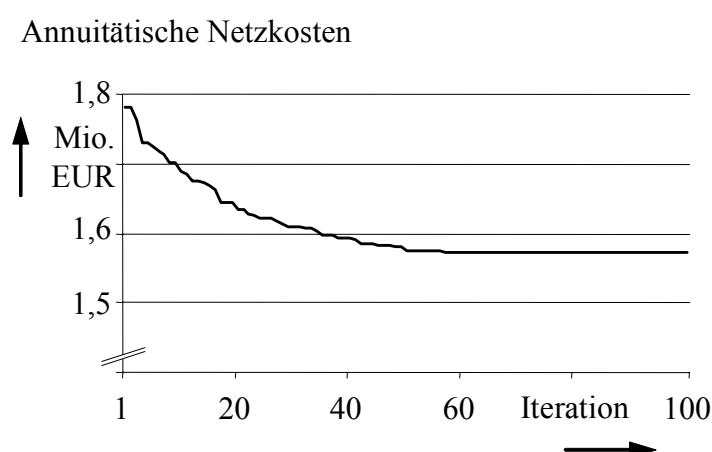


Bild 8.5: Abhängigkeit der Lösungsgüte von der Iterationszahl

8.3 Referenznetzanalyse für Stromnetze

8.3.1 Hoch- und Höchstspannungsebene

Sowohl Hoch- als auch Höchstspannungsnetze weisen üblicherweise vermaschte Netzstrukturen auf. Anhand einer realitätsnahen Hochspannungs-Versorgungsaufgabe wird nachfolgend belegt, dass das Verfahren zur RNA für diese Spannungsebenen in der Lage ist, kostenminimale vermaschte Netze zu ermitteln.

Bild 8.6 zeigt das betrachtete 110-kV-Netzgebiet mit einer Gesamtfläche von rund 3000 km². In diesem Versorgungsgebiet befinden sich 36 zu versorgende 110-kV-Stationen mit einer gleichzeitigen Höchstlast von rund 600 MW.

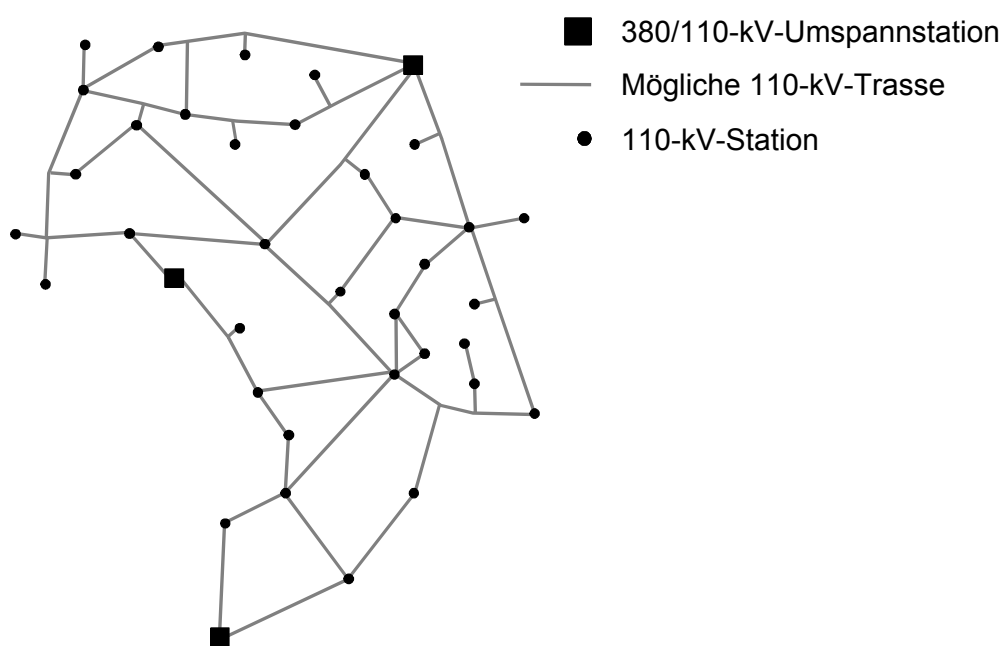


Bild 8.6: Realitätsnahes 110-kV-Versorgungsgebiet für die exemplarische Anwendung der RNA für Hoch- und Höchstspannungsnetze

Für die in Bild 8.6 dargestellte Versorgungsaufgabe wird eine RNA durchgeführt. Das zu ermittelnde Referenznetz muss dabei die folgenden technischen Randbedingungen erfüllen:

- Die maximale Strombelastbarkeit der Betriebsmittel darf auch im ungünstigsten (n-1)-Fall nicht überschritten werden,

- die Spannung an den Anschlusspunkten der Netzkunden darf im (n-1)-Fall um nicht mehr als 5 % der Spannung im (n-0)-Fall (Normalbetrieb) absinken, und
- an den Schaltanlagen im Netzgebiet müssen minimale Kurzschlussströme eingehalten werden.

Zusätzlich zu den technischen Restriktionen sind strukturelle Randbedingungen einzuhalten, die durch unternehmensspezifische Planungsgrundsätze vorgegeben sein können:

- Die maximal zulässige Länge von Doppelleitungsstichen beträgt 10 km,
- es dürfen maximal zwei Kunden gemeinsam in einem Stich angeschlossen sein, und
- die Zahl der unmittelbar aufeinanderfolgenden Blockschaltungen ist auf 2 begrenzt.

Unter Beachtung dieser Randbedingungen ergibt sich das in Bild 8.7 dargestellte Referenznetz.

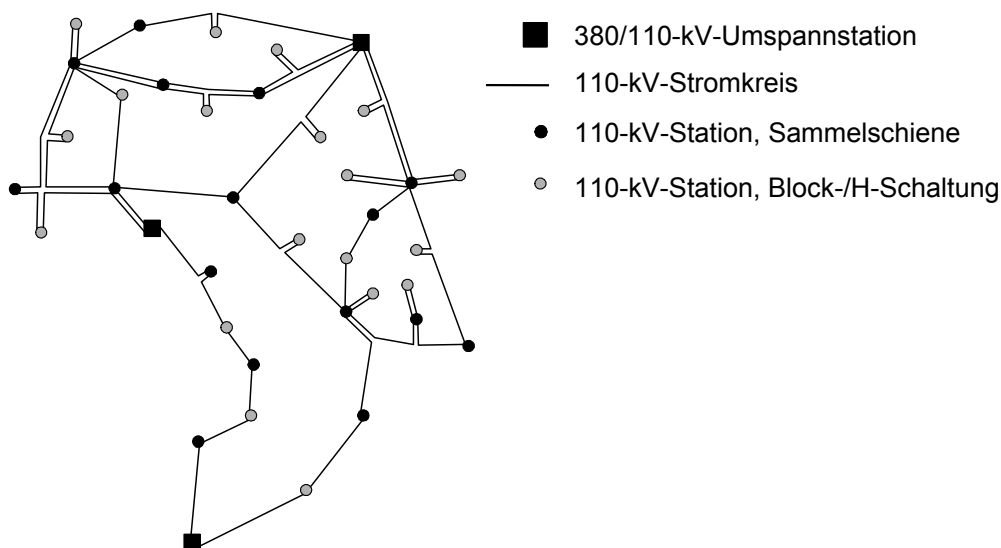


Bild 8.7: Referenznetz für die in Bild 8.6 dargestellte Versorgungsaufgabe

Sämtliche technische und strukturelle Restriktionen werden in dem ermittelten Referenznetz eingehalten. In einigen Bereichen des Netzes sind die Freiheitsgrade durch die Versorgungsaufgabe derart eingeschränkt, dass einige Stationen nur über einen Doppelleitungsstich versorgt werden können. Andere Kunden könnten zwar alternativ über zwei Einfachleitungen versorgt werden. Aufgrund der dafür zusätzlich benötigten Trassenkosten ist der Doppellei-

tungsstich jedoch die kostengünstigere Variante. In diesen Fällen sind die strukturellen Planungsvorgaben zur maximal zulässigen Stichtlänge und zur maximal zulässigen Anzahl Stationen innerhalb eines Stiches die begrenzenden Randbedingungen.

8.3.2 Mittelspannungsebene

Im Folgenden wird eine beispielhafte Untersuchung mit der RNA für ein realitätsnahes 10-kV-Mittelspannungsnetz dargestellt. Das betrachtete Versorgungsgebiet weist teilweise ländliche, im überwiegenden Teil jedoch städtische Charakteristika auf. Die Gesamtfläche des Versorgungsgebietes beträgt ca. 100 km². In diesem Gebiet befinden sich 265 Ortsnetzstationen, die über das 10-kV-Netz versorgt werden sollen.

Das betrachtete Versorgungsgebiet ist in Bild 8.8 dargestellt.

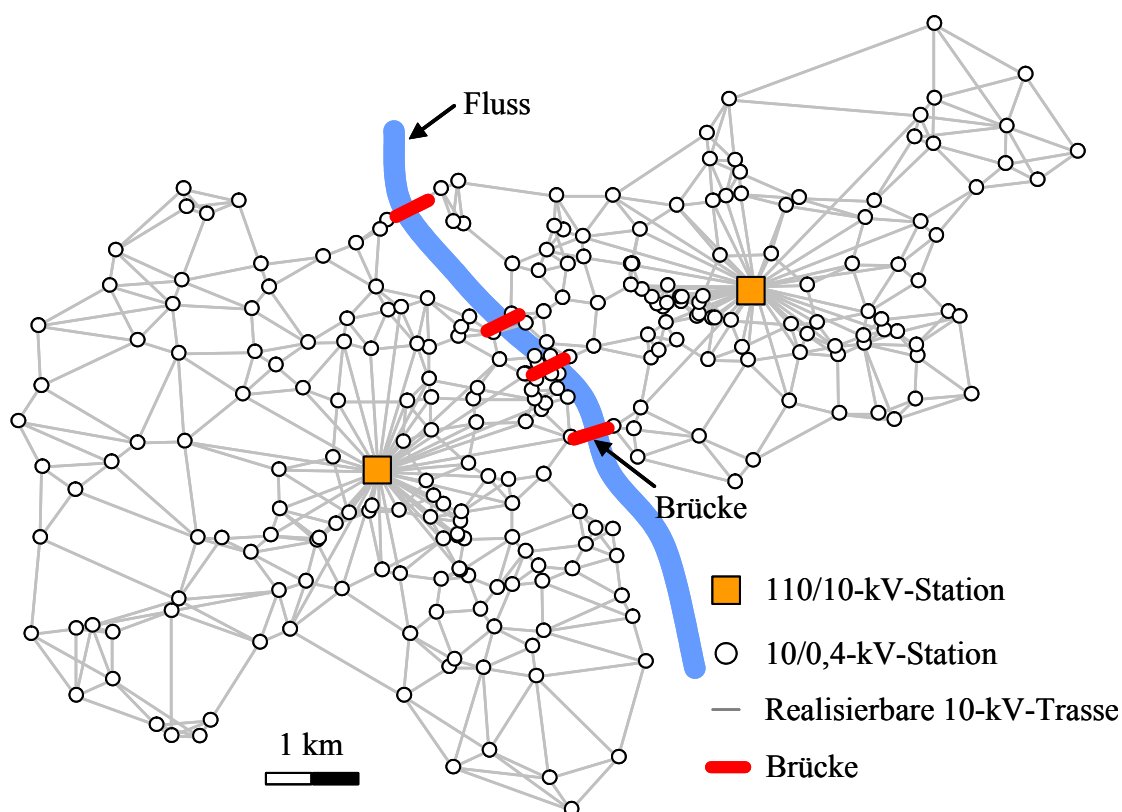


Bild 8.8: Realitätsnahes 10-kV-Netzgebiet für die exemplarische Anwendung der RNA für Mittelspannungsnetze

Freiheitsgrade und Randbedingungen

Die Freiheitsgrade bei der Ermittlung des Referenznetzes bestehen in der Wahl der zu realisierenden Trassen sowie der umzusetzenden Netzstruktur. Angesichts der relativ hohen Lastdichte im Versorgungsgebiet werden in der Zielnetzplanung ausschließlich Kabel vom Typ Al 185 mm², dem Standardkabeltyp bei vielen Netzbetreibern, eingesetzt.

Bei der Festlegung der prinzipiell realisierbaren 10-kV-Trassen ist zu beachten, dass das Versorgungsgebiet durch einen Fluss geteilt wird, dessen Querung nur über vier Brücken möglich ist, wie in Bild 8.8 gezeigt.

Bei der Ermittlung von Referenznetzen sollen als Strukturvarianten offen betriebene Ringnetze, kombinierte Ring/Strangnetze (evtl. mit einzelnen Stichanschlüssen) und Strahlennetze untersucht werden.

Zusätzlich müssen die Referenznetze die folgenden Randbedingungen einhalten:

- Mit Ausnahme des Strahlennetzes und dem Fall, dass einzelne Stichanschlüsse zugelassen werden, muss in allen Referenznetzen die betriebliche (n-1)-Sicherheit – ggf. nach Umschaltungen – gewährleistet sein.
- Eine Belastung von 120 % des Nennstroms für Leitungen ist im gestörten Betrieb zulässig. Für 110/10-kV-Transformatoren wird im Störfall eine Belastung von 110 % der Bemessungsleistung erlaubt.
- Der maximale zulässige Spannungsfall beträgt im Normalbetrieb 5 % und im gestörten Betrieb 12 %.

Ermittlung der Referenznetze

Es wird zunächst das Referenznetz mit Ringnetzstruktur ermittelt. Die resultierende Netzstruktur ist in Bild 8.9 dargestellt.

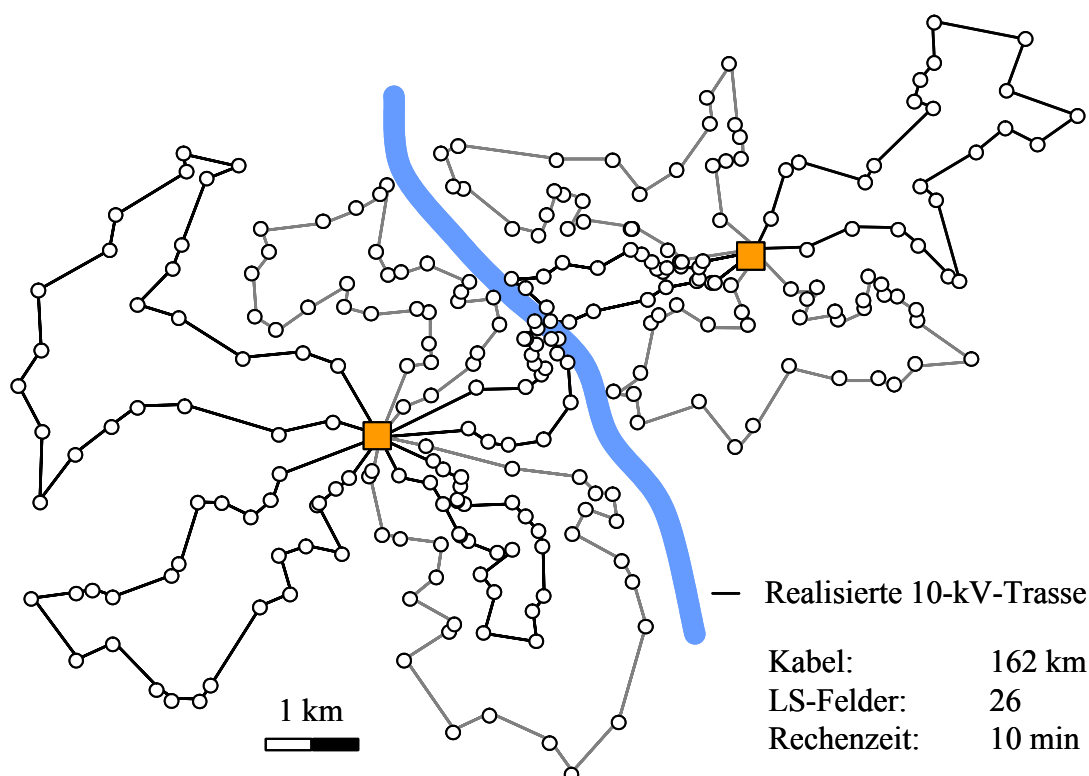


Bild 8.9: 10-kV-Referenznetz mit Ringnetzstruktur (LS = Leistungsschalter)

Die Leitungslänge in diesem Referenznetz beträgt ca. 162 km. Es werden insgesamt 26 Leistungsschaltfelder eingesetzt, von denen sich 20 in den Leitungsabgängen der Umspannstationen befinden. Sämtliche Ringe in diesem Referenznetz werden offen betrieben.

Um den Einfluss der vorgegebenen Netzstruktur auf die Kosten des Referenznetzes zu quantifizieren, wird das Referenznetz unter der zusätzlichen Bedingung bestimmt, einzelne Stichanschlüsse für bis zu drei Stationen in einem Stich zuzulassen.

Da in diesem Fall der Einsatz von Notstromaggregaten im Fehlerfall notwendig ist, darf die maximale Last der Stationen in einem Stich 0,5 MW nicht überschreiten. Zusätzlich wird die maximal zulässige Stichlänge auf 2 km begrenzt, um eine angemessene Versorgungszuverlässigkeit sicherzustellen.

Die resultierende Netzstruktur zeigt Bild 8.10.

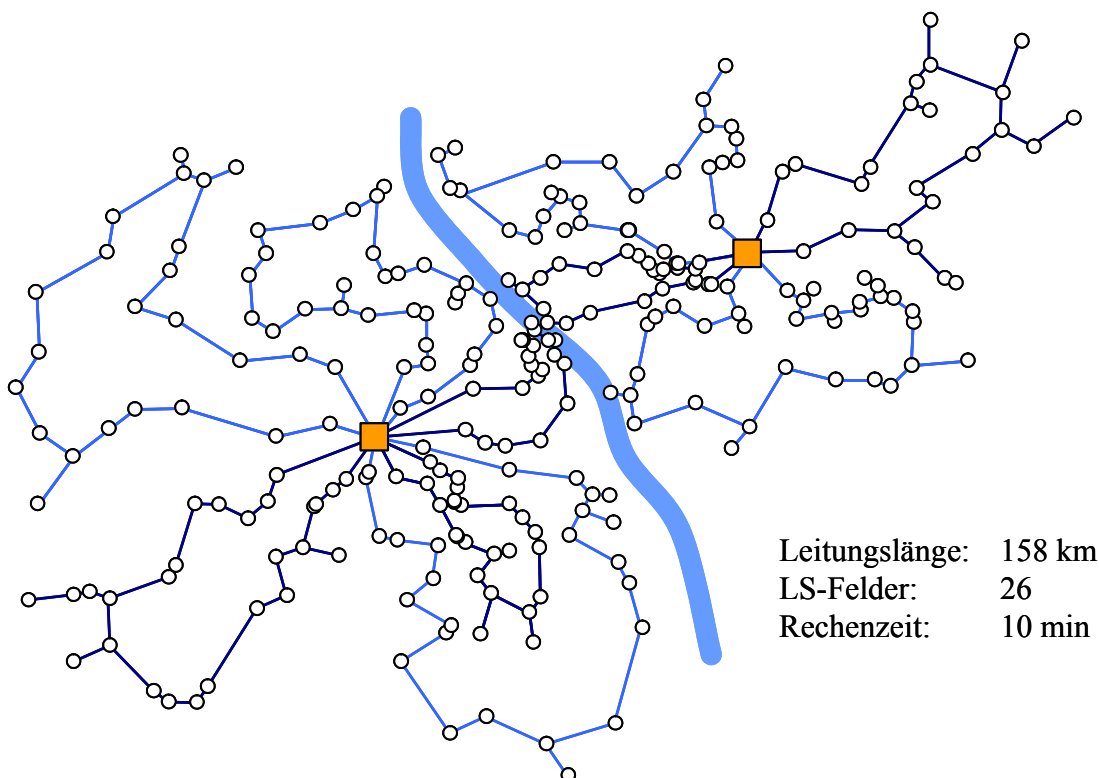


Bild 8.10: 10-kV-Referenznetz mit Ringstruktur unter zusätzlicher Berücksichtigung von Stichen

Durch die zusätzliche Möglichkeit, einzelne Stationen auch im Stich anbinden zu können, kann die Leitungslänge im Netzgebiet um 4 km auf 158 km reduziert werden. Die Versorgungszuverlässigkeit für die Stationen im betrachteten Netzgebiet ändert sich dadurch nur unwesentlich, da die überwiegende Ringstruktur des Netzes dominierenden Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat.

Da sich im betrachteten Netzgebiet zwei 110/10-kV-Umspannstationen befinden, können einzelne Ringe auch durch Stränge zwischen diesen Umspannstationen ersetzt werden. Um dadurch entstehende mögliche Kosteneinsparungen zu ermitteln, wird nun ein kombiniertes Ring-/Strangnetz als Referenznetz bestimmt. Die beschriebenen technischen Randbedingungen müssen weiterhin beachtet werden, die Anbindung von Stationen im Stich ist in diesem Referenznetz nicht zulässig.

Das Referenznetz mit kombinierter Ring-/Strangstruktur zeigt Bild 8.11.

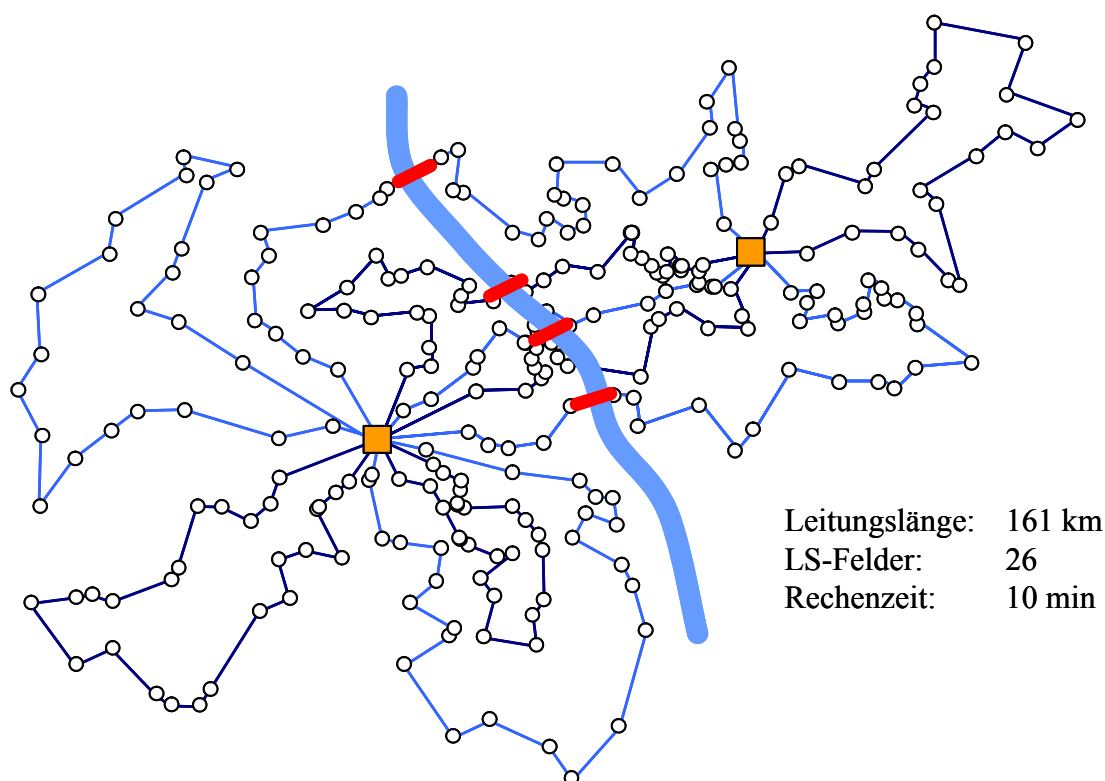


Bild 8.11: 10-kV-Referenznetz mit kombinierter Ring-/Strangstruktur

Das ermittelte Referenznetz besteht aus fünf Ringen und fünf Strängen. Erwartungsgemäß werden bevorzugt diejenigen Stationen, die sich geografisch zwischen den beiden Umspannstationen befinden, in einem Strang angeschlossen. Die Leitungslänge dieses Referenznetzes beträgt rund 161 km und damit 1 km weniger als im Referenznetz mit reiner Ringstruktur. Da zudem die Anzahl der eingesetzten Leistungsschaltfelder unverändert bleibt, ist durch die Kombination von Ringen und Strängen hier keine wesentliche Kostensenkung zu erreichen.

Zur Bestimmung der minimal notwendigen Netzkosten wird zusätzlich das Referenznetz mit Strahlenstruktur bestimmt. Diese Netzform ist aufgrund der niedrigen Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland nicht üblich, wird aber im europäischen Ausland ebenfalls in der Praxis, vor allem aber beim regulatorischen Effizienzvergleich mit AKM eingesetzt.

Da in Strahlennetzen ohnehin keine Umschaltmöglichkeit im Fehlerfall besteht, ist eine höhere Auslastung der Betriebsmittel im (n-0)-Fall möglich. Bei der Ermittlung dieses Referenznetzes wird daher davon ausgegangen, dass sämtliche Leitungen im Netzgebiet im (n-0)-Fall zu 100 % belastet werden können.

Das resultierende Referenznetz zeigt Bild 8.12.

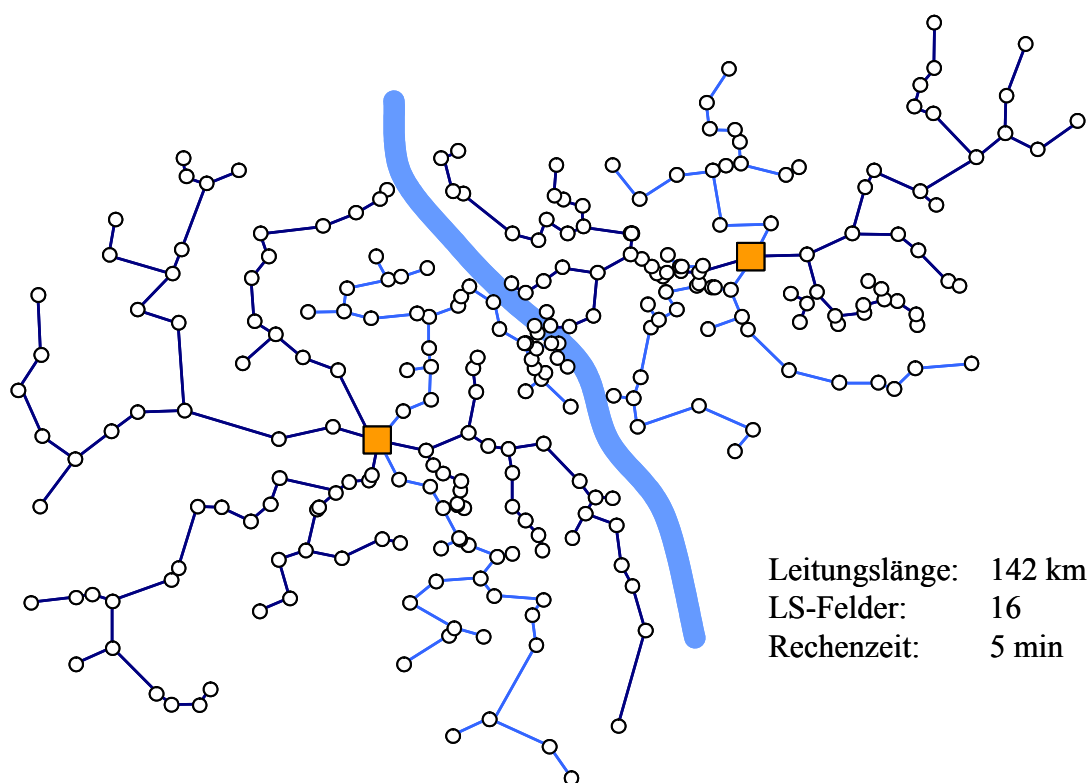


Bild 8.12: 10-kV-Referenznetz mit Strahlstruktur

In Bild 8.13 sind die annuitätischen Netzkosten der unterschiedlichen 10-kV-Referenznetze gegenübergestellt.

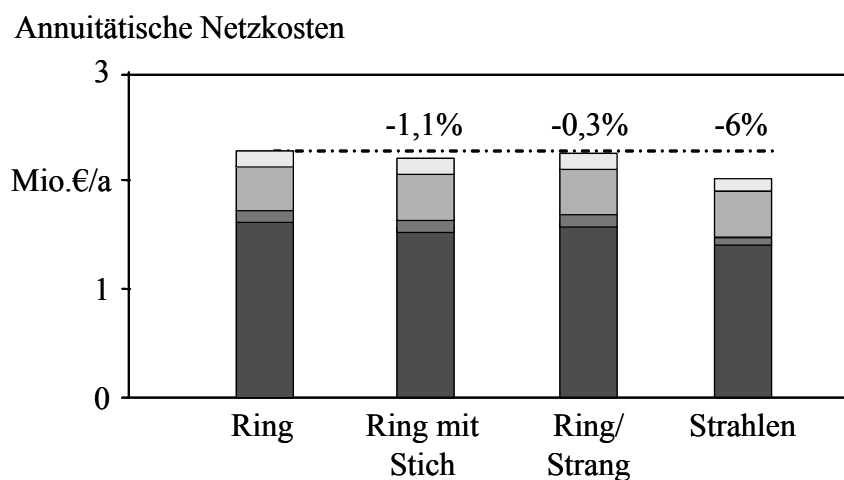


Bild 8.13: Annuitätische Netzkosten der ermittelten 10-kV-Referenznetze

Es ist zu erkennen, dass durch Kombination der Ringstruktur mit einzelnen Stichtabbindungen oder kombinierte Ring-/Strangnetze gegenüber der reinen Ringstruktur nur geringfügige Kostensenkungen erzielt werden können. Das Strahlennetz weist die geringsten Netzkosten auf. Der Kostenunterschied ist jedoch so gering, dass aufgrund der deutlich schlechteren Versorgungszuverlässigkeit diese Netzform insgesamt unvorteilhaft erscheint.

8.3.3 Niederspannungsebene

Auch für die Niederspannungsebene wurde eine exemplarische Untersuchung für ein realitätsnahes Versorgungsgebiet durchgeführt, um die Praxistauglichkeit der RNA für diese Netzebene zu belegen. Dabei wurden die folgenden in Niederspannungsnetzen relevanten technischen Randbedingungen beachtet:

- Die maximal zulässige Strombelastbarkeit der Betriebsmittel darf nicht überschritten werden,
- die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen an den Kundenanschlüssen nach DIN EN 50160 muss gewährleistet sein, und
- die vorgegebenen Kurzschlussstromgrenzen dürfen nicht verletzt werden.

Es wird die in Bild 8.14 dargestellte Versorgungsaufgabe betrachtet, die den Versorgungsbe- reich einer Ortsnetzstation umfasst. Das Versorgungsgebiet besitzt eine Fläche von ca. 1,2 km² und besteht aus 50 Hausanschlüssen für Haushaltskunden sowie 5 Anschlüssen für landwirtschaftliche Betriebe.

In der Mitte des Netzgebietes müssen Niederspannungskabel verwendet werden, wobei Ka- belquerschnitte zwischen 25 und 150 mm² zulässig sind. Im restlichen Netzgebiet können Freileitungen mit Aluminium-Leiteseilen und einem Querschnitt zwischen 35 und 95 mm² verwendet werden.

Die Dimensionierung des Ortsnetztransformators stellt ebenfalls einen Freiheitsgrad dar. Mögliche Dimensionierungen sind dabei Standard-Transformatoren mit Nennleistungen zwischen 100 und 800 kVA. Die optimale Größe des Transformators wird während der Opti- mierung bestimmt.

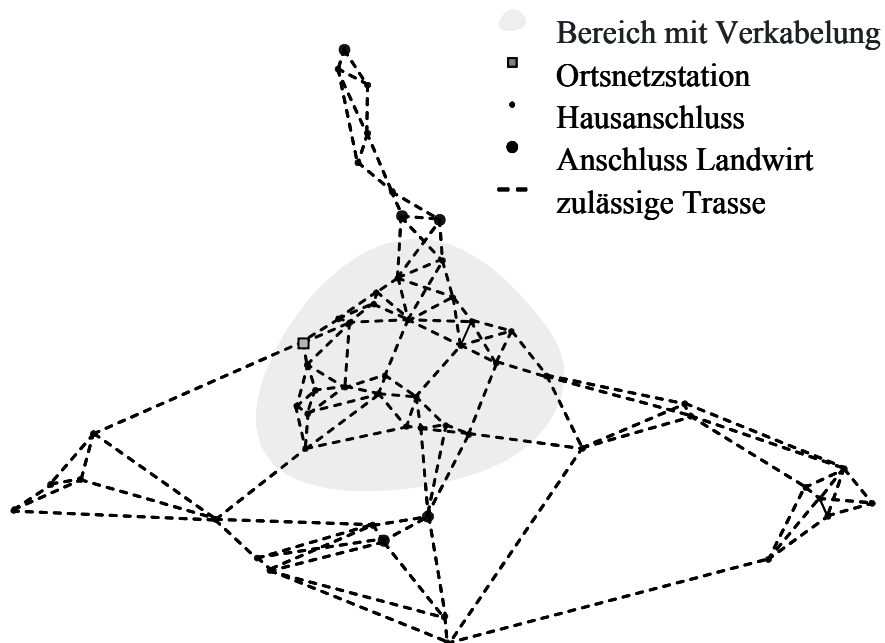


Bild 8.14: Realitätsnahe Versorgungsaufgabe für die exemplarische Anwendung der RNA für Niederspannungsnetze

Das Referenznetz für diese Versorgungsaufgabe zeigt Bild 8.15. Die Ortsnetzstation, in der ein 250-kVA-Transformator eingesetzt wird, besitzt zwei Leitungsabgänge, die entsprechend der Strahlstruktur des Netzes weiter verzweigen. Die Gesamtleitungslänge beträgt 3,6 km.

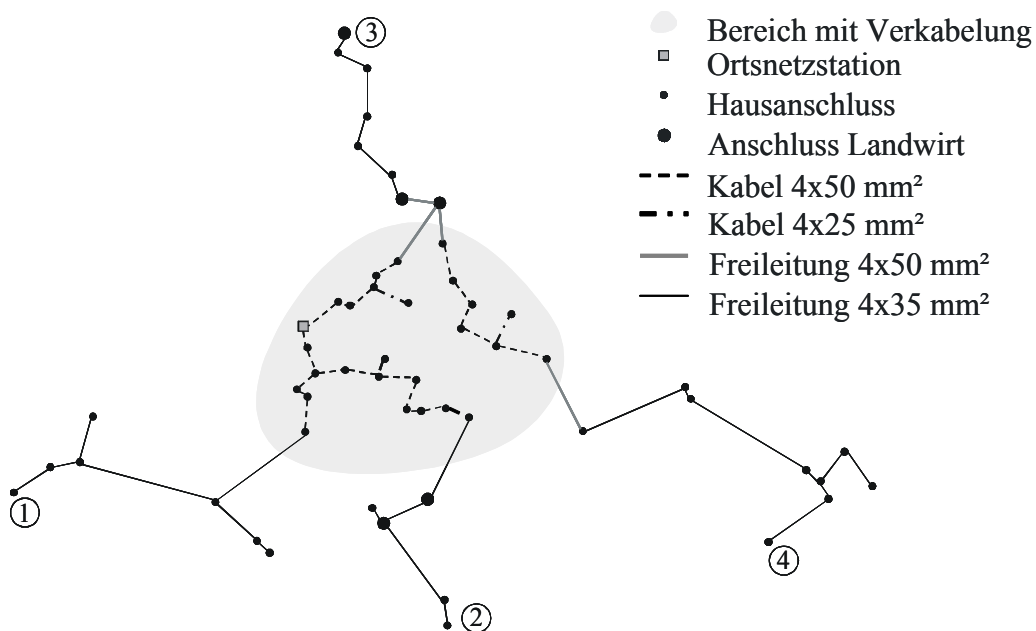


Bild 8.15: Ermitteltes Niederspannungs-Referenznetz

Wie in Abschnitt 6.2.5 erläutert, verwendet das Verfahren für die Niederspannungs-RNA ein probabilistisches Kundenmodell, um die stochastischen Schwankungen der Last abzubilden. Um die technische Zulässigkeit des ermittelten Referenznetzes zu belegen, werden daher die maximal auftretenden Betriebsmittelbelastungen sowie die Spannungen an den einzelnen Knoten zusätzlich in einer probabilistischen Lastflusssimulation überprüft. Die Ergebnisse sind in Bild 8.16 und Bild 8.17 dargestellt.

In diesen Diagrammen sind die Belastungen der einzelnen Betriebsmittel im Netzgebiet sowie die Knotenspannungen aufgetragen. Zur Ermittlung der Belastungen und der Spannungen wurde dabei der Zeitraum von einem Jahr im Viertelstundenraster simuliert, d. h. es wurden entsprechend der stochastischen Schwankungen der Kundenlast für jede Viertelstunde eines Jahres Lastzustände generiert und bewertet. Das Ergebnis stellt damit eine belastbare Aussage über die Verteilung der Betriebsmittelbelastungen sowie der Knotenspannungen dar.

Es ist zu erkennen, dass in keiner Lastsituation eine Betriebsmittelbelastung größer als 70 % auftritt. Zudem sinkt die Spannung an keinem Knoten unter die Grenze von 360 V, die nach DIN EN 50160 den zulässigen Minimalwert darstellt.

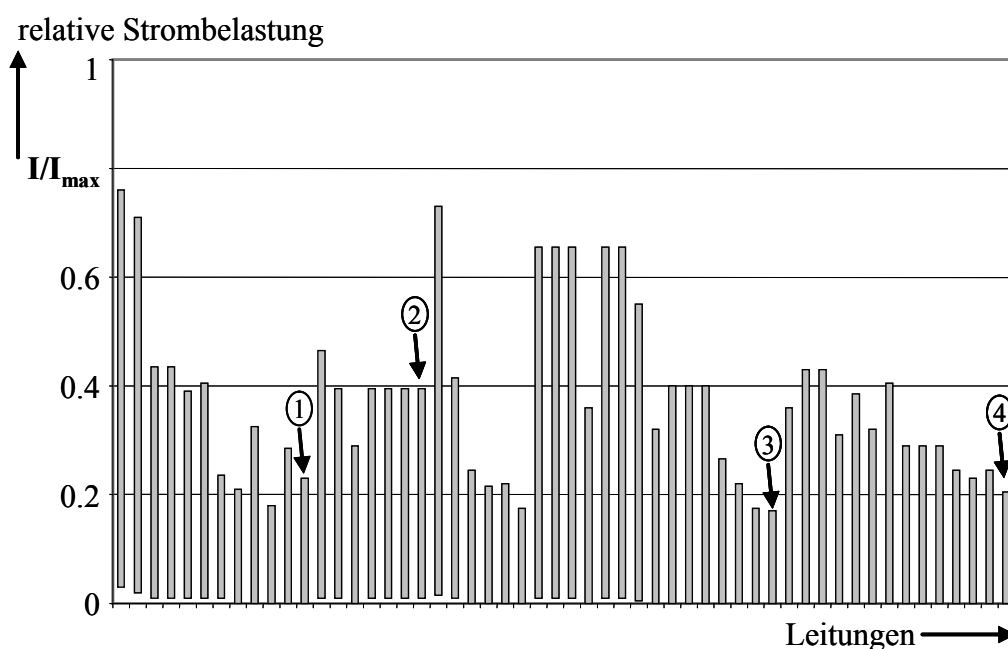


Bild 8.16: Strombelastung der Leitungen im Niederspannungs-Referenznetz

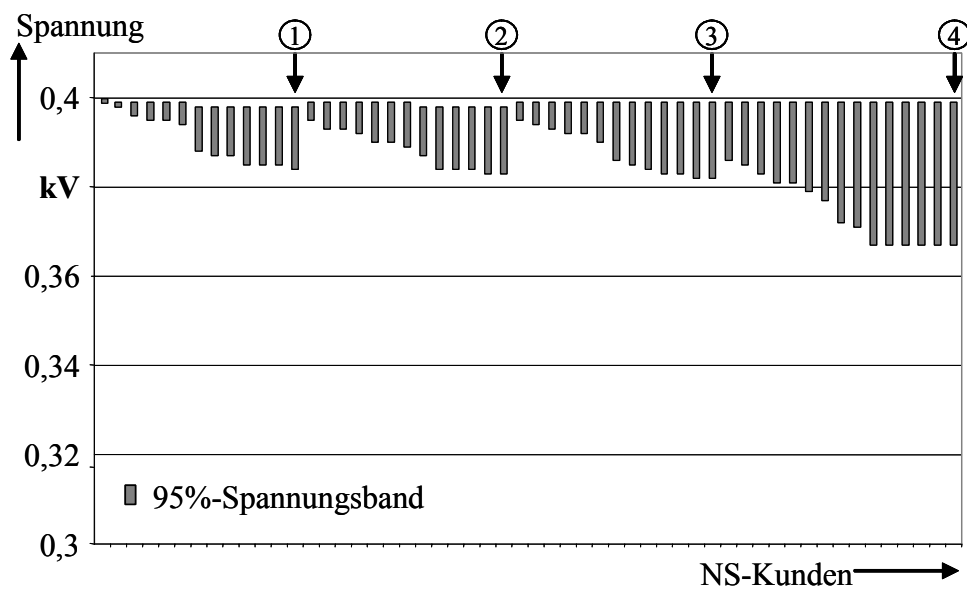


Bild 8.17: Knotenspannungen im Niederspannungs-Referenznetz

9 Modellbasierte Kostentreiberanalyse

9.1 Vorbemerkungen

9.1.1 Aufgabenstellung und Methodik

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde unter Anwendung der Analytischen Kostenmodelle für Gas- und Stromnetze eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Ziel dieser Analyse war es, in grundsätzlicher, von Einzelfallbetrachtungen losgelöster Weise die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren, d. h. potenzieller Kostentreiber, auf die Netzkosten zu untersuchen. Die Ergebnisse der Kostentreiberanalyse stellen einen Beitrag zur Entwicklung einer Methodik für den Effizienzvergleich von Netzbetreibern durch die BNetzA dar. Sie dienen insbesondere der Beurteilung, welche Einflussfaktoren beim Effizienzvergleich berücksichtigt werden müssen und in welchem funktionalen Zusammenhang diese Einflussfaktoren näherungsweise mit den Netzkosten stehen. Die modellbasierte Kostentreiberanalyse ist eine, nicht jedoch die einzige Erkenntnisquelle für diesen Zweck; neben dieser Analyse kann die BNetzA auf die von zwei weiteren Konsortien durchgeführten Untersuchungen zurückgreifen, zum einen eine auf Befragungen basierende qualitative Kostentreiberanalyse und zum anderen die mittels Benchmarking-Verfahren durchgeführten statistischen Analysen der von den Netzbetreibern erhobenen Daten.

Für die modellbasierte Kostentreiberanalyse haben wir je nach Betrachtungsgegenstand sowohl die Modell- als auch die Referenznetzanalyse eingesetzt. Unabhängig vom eingesetzten Modell beruhen diese Untersuchungen auf dem Prinzip, Modell- bzw. Referenznetze für eine Reihe von Betrachtungsfällen (Versorgungsaufgaben und Planungsvorgaben) zu entwerfen, die sich jeweils nur hinsichtlich einer Eingangsgröße, d. h. einem zu untersuchenden Kosteneinflussfaktor unterscheiden, und die Kosten der entworfenen Modell- bzw. Referenznetze der variierten Eingangsgröße gegenüberzustellen. Dieser „Ceteris-paribus-Ansatz“ ermöglicht es, die Wirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren voneinander entkoppelt zu analysieren. Bei der Auswertung der erhaltenen Ergebnisse sind die jeweiligen Prämissen, d. h. insbesondere die Auswahl der variierten und der nicht variierten Eingangsgrößen, unbedingt zu beachten, um Fehlinterpretationen zu vermeiden.

In den nachfolgenden Abschnitten grenzen wir den hier zugrunde gelegten Begriff des Kostentreibers genauer ab und geben einen Überblick über die betrachteten Kategorien von Kostentreibern, bevor wir die Ergebnisse der einzelnen Analysen im Detail darstellen.

9.1.2 Abgrenzung des Begriffs Kostentreiber

Es hat sich gezeigt, dass ein erheblicher Teil der Diskussion um die Relevanz von Kostentreibern bereits dadurch bedingt ist, dass der Begriff Kostentreiber unterschiedlich interpretiert wird. Wir halten es daher für wichtig, auf ein einheitliches Begriffsverständnis hinzuwirken. Den nachfolgenden Ausführungen in diesem Bericht liegt folgendes Verständnis zugrunde:

- Wir verstehen unter Kostentreibern grundsätzlich nur Merkmale einer *Situation* oder auch deren zeitlicher *Entwicklung*, die für Errichtung und Betrieb eines Netzes von Bedeutung ist, nicht jedoch die einzelnen *Vorgänge*, die im Rahmen der Tätigkeit eines Netzbetreibers auftreten. Letztere könnte man treffender als *Kostenauslöser* bezeichnen; sie erklären die inkrementelle *Änderung* der Kosten durch einen betrachteten Vorgang (z. B. eine Netzausbaumaßnahme) gegenüber einem Vorzustand. *Kostentreiber* im von uns verwendeten Sinne erklären hingegen die Höhe der Gesamtkosten oder eines einzelnen Kostenelements in einem betrachteten Zustand, ohne auf einen Vorzustand Bezug zu nehmen.

Diese Abgrenzung lässt sich am Beispiel der sukzessiven Erschließung von Gebieten in der Gasversorgung verdeutlichen: Die einzelnen Maßnahmen für die Erschließung eines Teilgebiets (Errichtung der Teilgebiets-Anschlussleitung, der Gasdruckregelanlage, der Versorgungsleitungen und der Hausanschlüsse) stellen jeweils *Kostenauslöser* dar. Als *Kostentreiber* erachten wir dagegen nicht diese einzelnen Maßnahmen, sondern die Beschreibungsmerkmale der zum Betrachtungszeitpunkt – z. B. zum Zeitpunkt nach vollständiger Erschließung des Teilgebiets – erreichten Versorgungsaufgabe, d. h. die Zahl, Orte und Eigenschaften der erschlossenen Teilgebiete und der dortigen Bebauung sowie die daraus folgenden Anforderungen an das Mengengerüst der Netzanlagen.

- Wir untersuchen die Wirkung möglicher Kostentreiber grundsätzlich im Hinblick auf die absolute Höhe der (jährlichen) Kosten eines Netzbetreibers, nicht im Hinblick auf bezogene Größen wie z. B. die Kosten pro transportierter Energiemenge oder pro Kunde. Bei Betrachtung bezogener Größen würden implizit Annahmen über lineare Zusammenhänge zwischen den ins Verhältnis gesetzten Größen zugrunde gelegt, wodurch die Analyse der

tatsächlich vorhandenen, nicht unbedingt linearen Zusammenhänge erschwert würde. Bezogene Größen dieser Art (mit Absatz-Mengenangaben als Bezugsgrößen) können hilfreich sein, wenn Aussagen über „Preistreiber“ gewonnen werden sollen. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der von uns durchgeführten Kostentreiberanalyse.

- Kostentreiber können untereinander kausale Wirkungszusammenhänge aufweisen und sind somit nicht unabhängig voneinander. Beispielsweise hängen Kenngrößen des Anlagen-Mengengerüsts wie z. B. Leitungslänge oder Stationszahl, die zweifellos als Kostentreiber anzusehen sind, von den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab, die ebenfalls Kostentreiber darstellen.
- Kostentreiber können Merkmale der vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen (Versorgungsaufgabe, Faktorpreise etc.) betreffen („exogene“ Kostentreiber) oder sich auf Aspekte beziehen, die – zumindest in Grenzen – vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, wie z. B. die Netzstruktur („endogene“ Kostentreiber). Für einen Unternehmensvergleich sind grundsätzlich nur exogene Kostentreiber von Bedeutung, so dass das Ziel der Kostentreiberanalyse darin bestehen sollte, die bei einem effizienten Netzbetreiber zu erwartenden Kosten möglichst weitgehend auf Basis exogener Kostentreiber zu erklären. Sofern endogene Größen wie das Anlagen-Mengengerüst als Kostentreiber erkannt werden, sollte das Ziel sein, die hierauf einwirkenden exogenen Faktoren möglichst vollständig zu identifizieren. Nur in Ausnahmefällen erscheint es sachgerecht, auch endogene Einflussfaktoren zu berücksichtigen, z. B. wenn diese mit bislang sehr unscharf definierten Anforderungen zusammenhängen wie etwa den Erwartungen an die Versorgungszuverlässigkeit von Stromnetzen.

9.1.3 Kategorisierung von Kostentreibern

Bild 9.1 gibt einen Überblick über wesentliche Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge untereinander. (Diese Übersicht erhebt im Hinblick auf die genannten Einflussfaktoren und Zusammenhänge keinen Anspruch auf Vollständigkeit.)

Wir erläutern nachfolgend die einzelnen Kategorien und zeigen dabei auf, welche Rolle sie im Hinblick auf einen Unternehmensvergleich spielen und welche Kategorien wir bei der modellbasierten Kostentreiberanalyse näher untersucht haben.

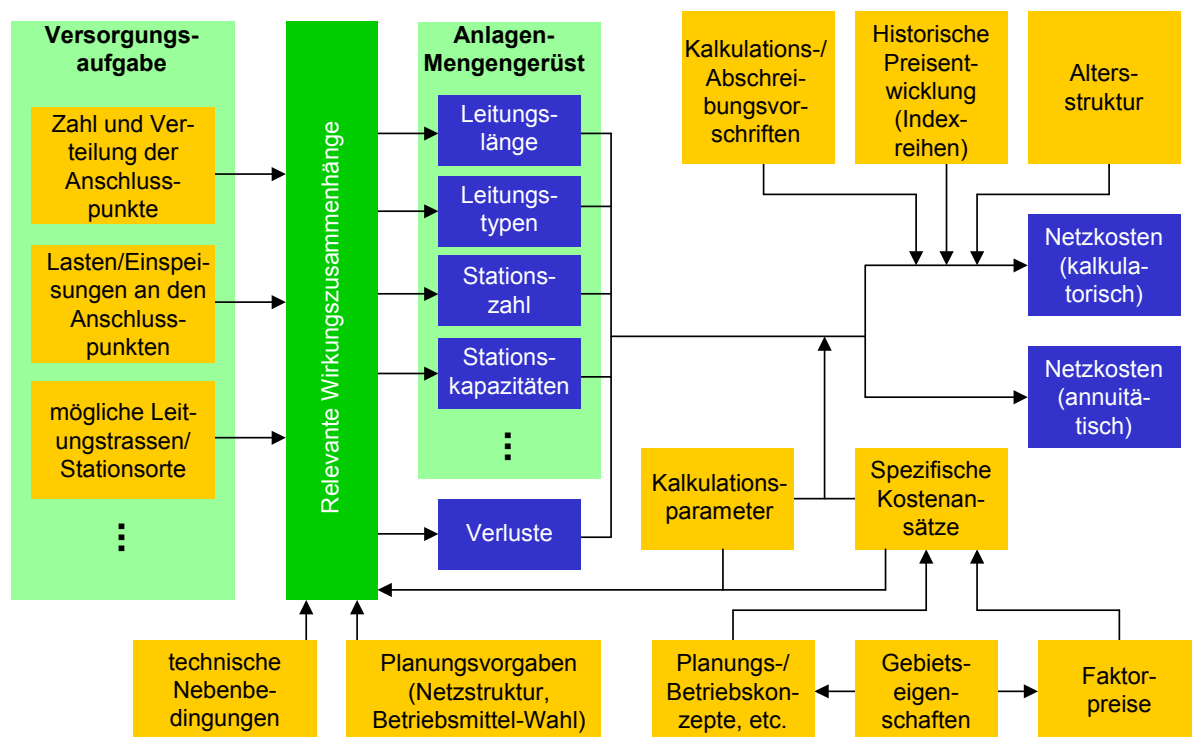


Bild 9.1: Übersicht: Kategorien von Kostentreibern und Wirkungszusammenhänge

- Als **Versorgungsaufgabe** bezeichnen wir die Gesamtheit der Anforderungen an die Funktionalität des Netzes in einem gegebenen Versorgungsgebiet. Sie umfasst im wesentlichen Anforderungen der Verbraucher, Möglichkeiten der Einspeisung aus vorgelagerten oder der Verknüpfung mit benachbarten Netzen, mögliche Leitungstrassen und Standorte für Stationen sowie – bei Stromnetzen – Anforderungen der Betreiber von Erzeugungsanlagen. Die Verbraucher-seitigen Anforderungen können je nach Betrachtungsgegenstand kundenscharf oder aber aggregiert pro Netzanschlusspunkt von Bedeutung sein. Beispielsweise ergibt sich die Zahl der benötigten Zählleinrichtungen aus der Kundenzahl, wohingegen die für die Netzauslegung relevanten Höchstlasten nur pro Anschlusspunkt bekannt sein müssen, da die Verteilungsanlagen vom Netzanschlusspunkt zu den einzelnen Kunden innerhalb eines Gebäudes oder Werksgeländes nicht zum Netz der öffentlichen Versorgung zählen.

Die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe stellen exogene Kostentreiber dar. Im Zuge der Netzplanung wirken sich prinzipiell alle oben genannten Einzelmerkmale in Verbindung mit Informationen über einsetzbare Betriebsmittel (technische Daten und spezifische Kosten) und andere Einflussfaktoren auf die Netzgestaltung aus. Sie begründen den Bedarf an Netzanlagen (Anlagen-Mengengerüst; siehe unten) und hierüber die mit Errichtung und

Betrieb der Anlagen verbundenen Netzkosten. Aufgrund ihres starken Kosteneinflusses müssen die wesentlichen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe beim Unternehmensvergleich berücksichtigt werden. Mit den unterschiedlichen Einflussfaktoren in diesem Bereich befasst sich der überwiegende Teil unserer modellbasierten Kostentreiberanalyse (Abschnitt 9.2).

- Das **Anlagen-Mengengerüst** eines Netzes (Trassen- und Leitungslänge differenziert nach Netzebenen und Leitungstypen; Zahl der Stations- und sonstigen Anlagen, differenziert nach Netzebenen und Anlagentypen) ist zweifellos als Kostentreiber anzusehen, da es in unmittelbarem Zusammenhang mit den Investitionskosten und den anlagenbezogenen Betriebskosten steht. Es hat jedoch endogenen Charakter, da es als Ergebnis des Netzplanungsprozesses vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann.

Soweit das Anlagen-Mengengerüst in seiner Abhängigkeit von exogenen Faktoren durch entsprechende Angaben zur Versorgungsaufgabe und andere Einflussgrößen erklärt werden kann, kann und sollte daher beim Unternehmensvergleich auf die explizite Berücksichtigung der Mengengerüst-Angaben verzichtet werden. Aus diesem Grund und wegen des sehr offensichtlichen Zusammenhangs zwischen Anlagenmengen und Netzkosten betrachten wir die Anlagenmengen in unserer Kostentreiberanalyse nicht als eigenständige Einflussfaktoren.

- Einen ähnlichen Charakter wie die Anlagenmengen haben die **Netzverluste**. Sie haben unmittelbare Kostenwirkung, ergeben sich aber aus der vom Netzbetreiber realisierten Netzstruktur und sind somit den endogenen Kosteneinflüssen zuzuordnen. Es ist zu beachten, dass Netzverluste im eigentlichen Sinne nur in Stromnetzen auftreten. In Gasnetzen ist in dieser Hinsicht lediglich der Antriebsgasverbrauch von Verdichtern zu berücksichtigen. Diese kommen praktisch nur in Fernleitungsnetzen zum Einsatz.

In der Kostentreiberanalyse betrachten wir Netzverluste (wie Anlagenmengen) nicht als eigenständigen Einflussfaktor. Sie werden jedoch beim Entwurf von Modell- oder Referenznetzen berücksichtigt und gehen somit in deren Kostenbewertung ein.

- Bei der Netzplanung werden verschiedene **technische Nebenbedingungen und Planungsvorgaben berücksichtigt**, z. B. Grenzwerte für Spannung und Frequenz in Stromnetzen sowie Druckniveaus in Gasnetzen wie auch Vorgaben für einzusetzende Anlagentypen, Netzstruktur und die Ausstattung von Netzstationen. Diese Randbedingungen und

Vorgaben sind teilweise durch Regelwerke sowie die von den Anlagenherstellern angebotenen Anlagentypen exogen vorgegeben, liegen teilweise aber auch im Ermessen der Netzbetreiber.

Grundsätzlich müssen weder exogene Vorgaben, die für alle Netzbetreiber gleichermaßen gelten, noch endogene Vorgaben, die vom Netzbetreiber zu verantworten sind, beim Unternehmensvergleich berücksichtigt werden. Zu diskutieren ist jedoch, wie mit Planungsvorgaben verfahren wird, die sich nicht nur auf die Kosten, sondern auch auf die Qualität von Netzen auswirken. Sofern ein Ermessensspielraum bezüglich der bereitgestellten Netzqualität besteht (oder in der Vergangenheit bestand), ist zu entscheiden, ob etwaige daraus resultierende Kostenunterschiede den Netzbetreibern als Effizienzunterschiede ausgelegt werden können oder nicht.

Um den Kosteneinfluss von Planungsvorgaben zu verdeutlichen, bei denen Ermessensspielraum für den einzelnen Netzbetreiber besteht, betrachten wir in der Kostentreiberanalyse beispielhaft – jeweils für Stromnetze – die Dimensionierung von Umspannstationen (Abschnitt 9.4.1) und die Nutzung von Zwischenspannungsebenen im Mittelspannungsbereich (Abschnitt 9.4.2).

- Die hier als annuitätische Netzkosten bezeichneten langfristigen Durchschnittskosten für Errichtung und Betrieb eines Netzes ergeben sich aus dem Anlagen-Mengengerüst unter Berücksichtigung der nach Anlagentypen differenzierten **spezifischen Investitions- und Betriebskosten** und **Nutzungsdauern**.

Die spezifischen Kosten sind im wesentlichen als exogene Kostentreiber anzusehen. Sie werden von anderen exogenen Einflussfaktoren wie Gebietseigenschaften, teilweise aber auch von endogenen Aspekten der Planungs- und Betriebskonzepte der Netzbetreiber beeinflusst. Die exogenen Einflussfaktoren in diesem Bereich können bei Unternehmensvergleichen berücksichtigungsrelevant sein, da sich z. B. die Gebietseigenschaften signifikant von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheiden können.

Zusammenhänge zwischen den spezifischen Kosten und den darauf einwirkenden Einflussfaktoren können jedoch nicht mit AKM untersucht werden, da die spezifischen Kosten Eingangs- und nicht Ergebnisgrößen der Modelle sind. Daher kann die modellbasierte Kostentreiberanalyse hierzu keine Erkenntnisse liefern. Die Relevanz dieser Einflussfaktoren für den Unternehmensvergleich muss somit auf andere Weise beurteilt werden.

- Die kalkulatorischen Netzkosten nach den geltenden **Kalkulationsvorschriften** können von den annuitätischen Netzkosten abweichen, weil sie von der **Altersstruktur** und damit auch der **historischen Preisentwicklung** der Netzanlagen sowie von Aspekten der Kapitalkostenermittlung wie **Aktivierungs- und Abschreibungspraxis** beeinflusst werden. Je nach Einschätzung der Verbindlichkeit von Kalkulationsvorschriften sowie der Gründe für die Entstehung der heutigen Altersstruktur der Anlagen sind diese Aspekte teils als exogen und teils als endogen anzusehen. Wie wir in Kapitel 4 dargelegt haben, können diese Einflussfaktoren bei Unternehmensvergleichen durchaus berücksichtigungsrelevant sein. Sie können jedoch von den auf annuitätischen Kostenbetrachtungen beruhenden AKM nicht untersucht werden und sind daher nicht Gegenstand der modellbasierten Kostentreiberanalyse.

9.2 Kostentreiber im Bereich der Versorgungsaufgabe

9.2.1 Zahl der Anschlusspunkte

Es ist unmittelbar einleuchtend, dass die Zahl der durch ein Netz miteinander zu verbindenden Anschlusspunkte einen wesentlichen Einfluss auf Struktur, Anlagenmengen (Leitungslänge etc.) und somit auch Kosten eines Netzes hat. Dieser Zusammenhang wurde mit der MNA näher untersucht, wobei der Einfluss der Verteilung der Anschlusspunkte auf das zu versorgende Gebiet zunächst nicht berücksichtigt wurde (siehe hierzu Abschnitt 9.2.6). Ebenso wurde in Bezug auf Gasnetze zunächst eine vollständige Versorgung aller Gebäude im Versorgungsgebiet unterstellt, um den Einfluss des Erschließungs- und Anschlussgrades (Abschnitt 9.2.3) auszublenden.

Für die Untersuchung wurden – jeweils für Gas- und Stromnetze – Modellnetze mit unterschiedlicher Anschlusszahl (hier: Zahl der Endkundenanschlüsse auf der untersten Verteilungsebene) in einem betrachteten Versorgungsgebiet von 1 km² entworfen und kostenmäßig bewertet. Dem Grundprinzip der MNA entsprechend wird unterstellt, dass diese Anschlüsse gleichmäßig auf die betrachtete Fläche verteilt sind, so dass diese Fläche vollständig als versorgtes und erschlossenes Gebiet anzusehen ist. Die Anschlusszahlen wurden in einem Bereich von 50 bis 500 Anschlüssen pro km² variiert, der realistisch ist, nicht jedoch alle in der Realität auftretenden Fälle umfasst. Die Gesamtlast im betrachteten Gebietsstück wurde bei

den Varianten nicht verändert. Daraus folgt, dass die Last pro Anschlusspunkt der veränderlichen Anschlusszahl entsprechend angepasst wurde. Die Dimensionierung der zu verwendenden Betriebsmittel (Rohrdurchmesser bzw. Leitungsbelastbarkeiten sowie Kapazität von Gasdruckregel- bzw. Umspannanlagen) und die spezifischen Kostenansätze wurden für alle Anschlusszahl-Varianten einheitlich vorgegeben.

Die Untersuchungsergebnisse zeigt Bild 9.2 für Gasnetze (hier: Netz mit Nieder- und Mitteldruckstufe; Variation der Niederdruck-Anschlusszahl) und Bild 9.3 für Stromnetze (Variation der Niederspannungs-Anschlusszahl, wobei zusätzlich in allen Varianten ein einheitliches Kollektiv von Mittelspannungskunden berücksichtigt wurde). Die Netzkosten sind jeweils auf den Fall „50 Anschlüsse pro km²“ normiert dargestellt, da hier nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern nur deren Relationen zueinander von Interesse sind.

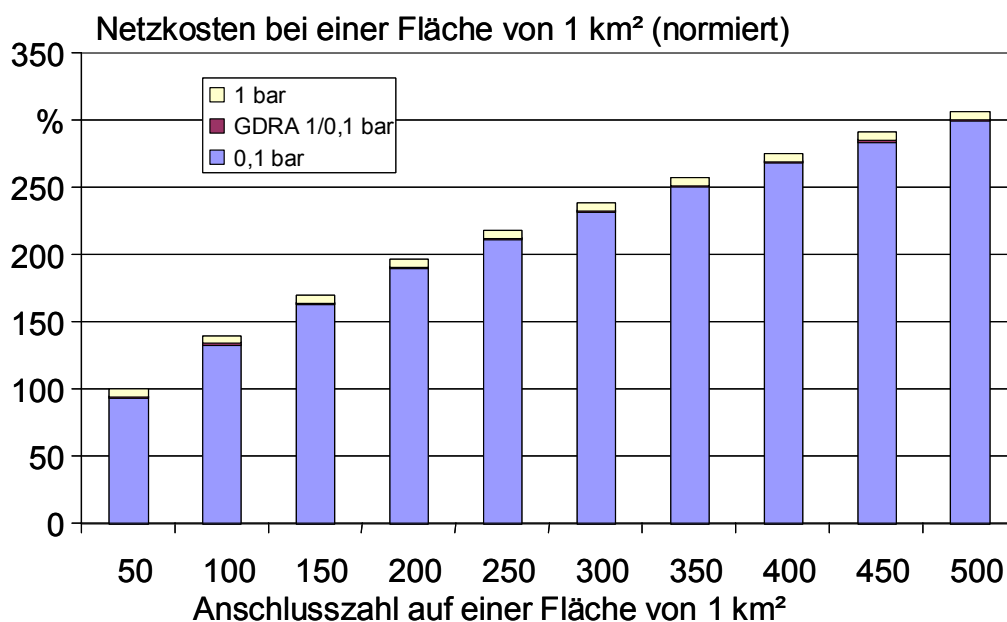


Bild 9.2: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Anschlusszahl bei Gas-Modellnetzen

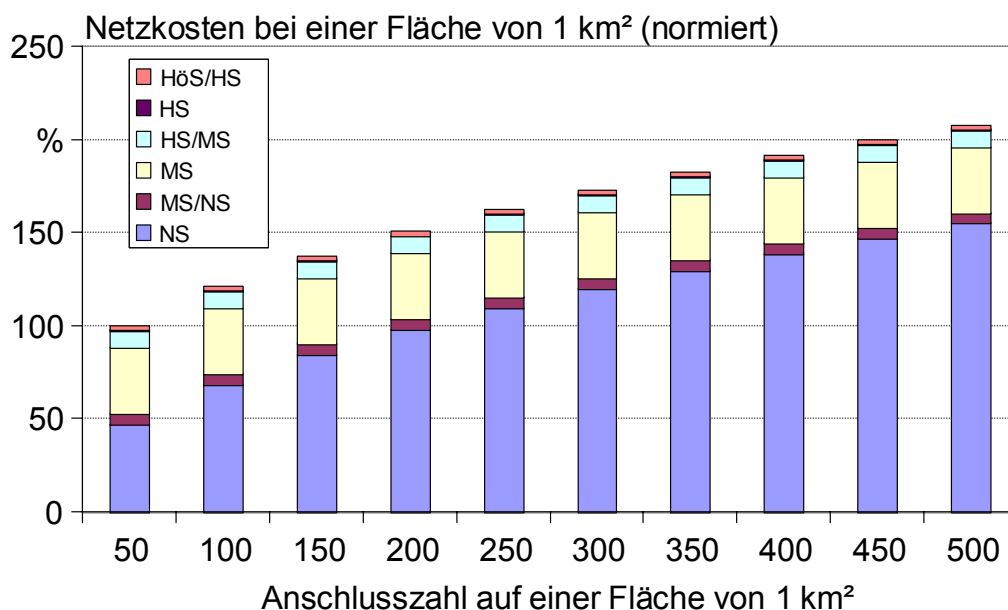


Bild 9.3: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Anschlusszahl bei Strom-Modellnetzen

Es zeigt sich, dass die Kosten der von der Veränderung der Anschlusszahl betroffenen Leitungsebene (hier: Niederdruck- bzw. -spannungsebene) stark von der Anschlusszahl abhängen, wohingegen in den überlagerten Ebenen praktisch keine Abhängigkeit besteht. Letzteres ist dadurch zu erklären, dass bei gleichbleibender Gebietsfläche, Gesamtlast und Stationsdimensionierung kein Bedarf besteht, die Zahl der in die betroffene Leitungsebene einspeisenden Stationen bei einer Änderung der Anschlusszahl anzupassen. Somit ergibt sich auch für die überlagerten Ebenen kein Anpassungsbedarf.

Die Abhängigkeit der Kosten der betroffenen Leitungsebene von der Anschlusszahl hat, wie diese und weitere Untersuchungen erkennen lassen, näherungsweise die funktionale Form einer Quadratwurzel. Aus einer Vervierfachung der Anschlusszahl folgt somit ungefähr eine Verdopplung der Kosten dieser Netzebene. (Dies gilt zunächst nur für den Zusammenhang zwischen Leitungslänge und Anschlusszahl; die Leitungslänge ist jedoch unter der Annahme konstanter spezifischer Kostenansätze, d. h. konstanter Errichtungs- und Betriebskosten pro km Leitung, proportional zu den Kosten dieser Ebene.)

Weitere Untersuchungen zeigen, dass auch der Zusammenhang zwischen den Leitungskosten und der Gebietsfläche (bei gleichbleibender Anschlusszahl und Gesamtlast) die Form einer Wurzelfunktion hat: Eine Vervierfachung der Gebietsfläche bewirkt unter diesen Prämissen

ungefähr eine Verdopplung der Kosten der betroffenen Leitungsebene. Die Fläche des mit dem Netz erschlossenen Gebiets ist somit wie die Anschlusszahl ein wesentlicher Kostentreiber und muss beim Effizienzvergleich auf Basis einer geeigneten Flächendefinition berücksichtigt werden.

Die hier für die jeweils unterste Netzebene dargestellten Erkenntnisse gelten, wie weitere Untersuchungen gezeigt haben, auch für überlagerte Netzebenen, wobei sich die Zahl der Anschlusspunkte dann nicht nur aus der Zahl der direkt an die betrachtete Netzebene angeschlossenen Netzkunden ergibt, sondern auch aus der Zahl der Einspeisestellen in unterlagerte Netzebenen. Auch die relevante Gebietsfläche ist je nach Netzebene unterschiedlich anzusetzen, da Netze höherer Netzebenen auch Gebietsstücke durchlaufen, in denen keine Endkunden anzuschließen sind.

9.2.2 Höhe der Last

9.2.2.1 Grundsätzliche Betrachtung

Nicht nur die Zahl der Anschlusspunkte zur Versorgung von Endverbrauchern oder Weiterverteilern, sondern auch deren Gas- bzw. Stromnachfrage (Last) hat wesentlichen Einfluss auf die Netzgestaltung. Die Nachfrage eines Einzelkunden kann durch unterschiedliche Größen wie individuelle („zeitungleiche“) Höchstlast, Jahresenergiebedarf, Benutzungsdauer oder Lastganglinie beschrieben werden, die untereinander funktional verbunden sind. Da die Netzauslegung vorwiegend von der zu übertragenden Höchstleistung determiniert wird, reicht es bei der Netzplanung in der Regel aus, die zeitungleiche Höchstlast von Einzelkunden sowie die zeitgleiche Höchstlast von Kundenkollektiven zu betrachten, die über ein zu dimensionierendes Netzelement versorgt werden. Der Zusammenhang zwischen der Summe der zeitungleichen Einzellasten und der zeitgleichen Höchstlast eines Kundenkollektivs wird meist vereinfachend durch statistisch ermittelte Gleichzeitigkeitsgrade berücksichtigt.

Der Zusammenhang zwischen Höchstlast und Netzkosten wurde zunächst mittels MNA untersucht. Hierbei wurden die Gebietsgröße und Anschlusszahl konstant gehalten, die Last pro Anschluss und somit die Gesamtlast jedoch in einer realistischen Bandbreite variiert. Für die Betriebsmittel-Dimensionierung, die spezifischen Kostenansätze sowie die Gleichzeitigkeitsgrade der Lasten wurden wiederum konstante Werte vorgegeben. Aus der Vorgabe einheitli-

cher und von der Last im Versorgungsgebiet unabhängiger Kapazitäten der Umspann- bzw. Regelanlagen folgt, dass deren Zahl mit steigender Last zunehmen kann.

Die Ergebnisse der MNA für die Variation der Lasthöhe im Niederdruck- bzw. Niederspannungsnetz sind in Bild 9.4 und Bild 9.5 dargestellt. Die Korrelation zwischen der Laständerung und den Kosten der davon direkt betroffenen Leitungsebene ist relativ schwach und hat vor allem ein negatives Vorzeichen: Mit steigender Last sinken die Kosten dieser Ebene. Dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis ist dadurch zu erklären, dass unter der Prämisse einer gleichbleibenden Dimensionierung der Regel- bzw. Umspannanlagen die Zahl der aus je einer Regel- bzw. Umspannstation versorgten Kunden und – wegen der konstanten Anschlussdichte – auch die versorgte Fläche je Station mit steigender Last pro Anschlusspunkt abnimmt, so dass die Transportaufgabe des Netzes in zunehmendem Maße auf die überlagerte Leitungsebene verlagert wird.

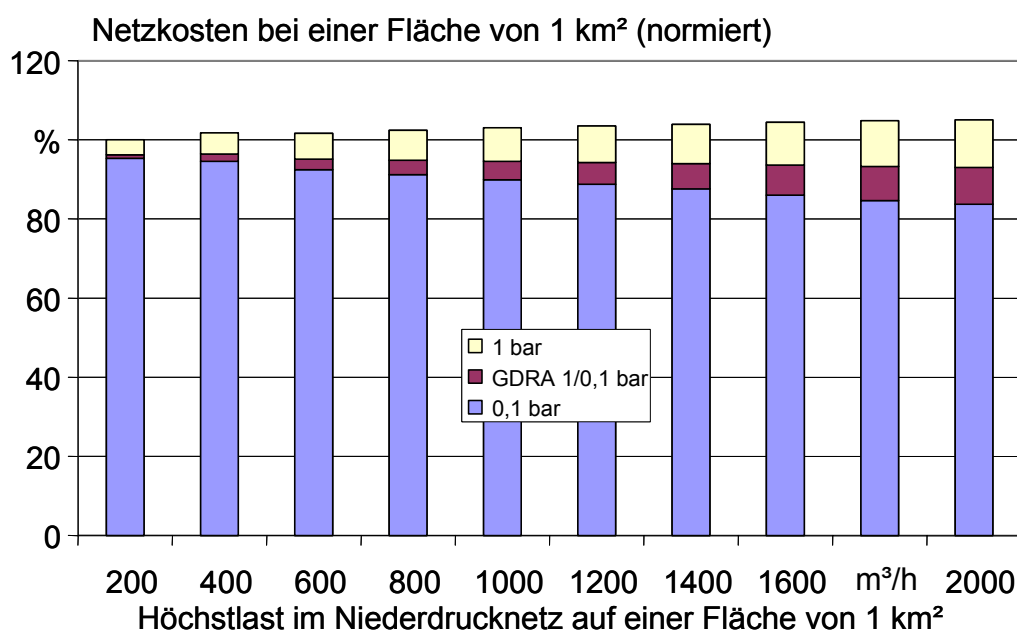


Bild 9.4: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Höchstlast bei Gas-Modellnetzen

Dementsprechend nehmen die Kosten der direkt überlagerten Regel- bzw. Umspannanlagen-Ebenen mit der Last zu, und zwar näherungsweise proportional. Dieser Zusammenhang ist bei gleichbleibender Stationsdimensionierung unmittelbar einleuchtend, sofern die Kapazität je

Station bei der Netzauslegung die „bindende“ Nebenbedingung darstellt. In Bereichen, in denen die Stationsauslastung durch Nebenbedingungen bei der Leitungsdimensionierung (vor allem Spannungs- bzw. Druckgrenzen) begrenzt wird, können die Kosten der Regel- bzw. Umspannanlagen-Ebenen hingegen weniger stark mit der unterlagerten Gesamtlast korreliert sein.

Die Kosten der weiteren überlagerten Netzebenen (Leitungen sowie Regel- bzw. Umspannstationen) nehmen mit steigender Lasthöhe ebenfalls zu. Diese Auswirkungen lassen sich auf Änderungen der für diese Ebenen unmittelbar relevanten Kostentreiber zurückführen: Der Kostenanstieg im Mittelspannungsnetz ist z. B. auf die steigende Zahl der Umspannstationen zwischen Mittel- und Niederspannungsebene zurückzuführen, die – zusammen mit Stationen zur Versorgung von Mittelspannungs-Endkunden – die Anschlusszahl des Mittelspannungsnetzes bestimmt.

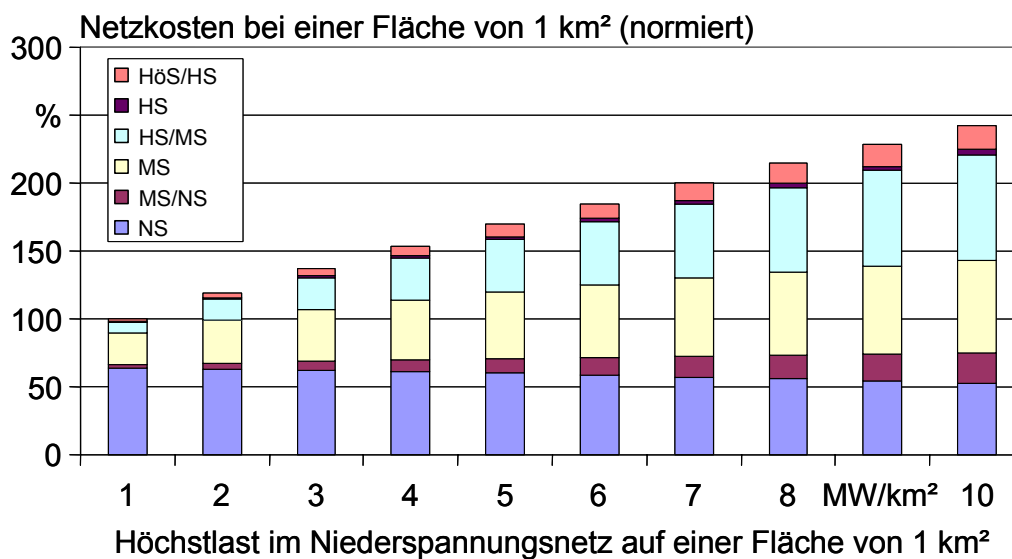


Bild 9.5: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Höchstlast bei Strom-Modellnetzen

Dass diese Untersuchungsergebnisse stark von der Prämisse einer vorgegebenen Stationsdimensionierung bei gleichzeitig nicht begrenzter Stationszahl abhängen, wird nachfolgend beispielhaft anhand zweier Untersuchungen für Stromnetze unter Anwendung der RNA nachgewiesen. Betrachtet werden im ersten Fall die Auswirkungen eines gleichmäßigen Lastzuwachses in einem bestehenden Hochspannungsnetz und im zweiten Fall die Unterschiede in

der Netzauslegung im Niederspannungs-Versorgungsbereich einer Ortsnetzstation für die Stromlast-Szenarien eines Niederspannungs-Kundenkollektivs einerseits mit gleichzeitiger Gasversorgung und andererseits ohne Gasversorgung.

9.2.2.2 Lastzuwachs in einem bestehenden Hochspannungsnetz

Für ein realitätsnahes Hochspannungsnetz wird, wie in Bild 9.6 an der Kenngröße Lastdichte verdeutlicht, neben der Ausgangsvariante eine Variante betrachtet, bei der die Last an allen Anschlusspunkten gegenüber der Ausgangsvariante um 50 % erhöht ist. Es wird jedoch kein Zubau von Stationen zur Einspeisung aus der Höchstspannungsebene zugelassen. Der Netzoptimierungsalgorithmus reagiert dann zwangsläufig durch entsprechend größere Dimensionierung der vorhandenen 3 Einspeisestationen.

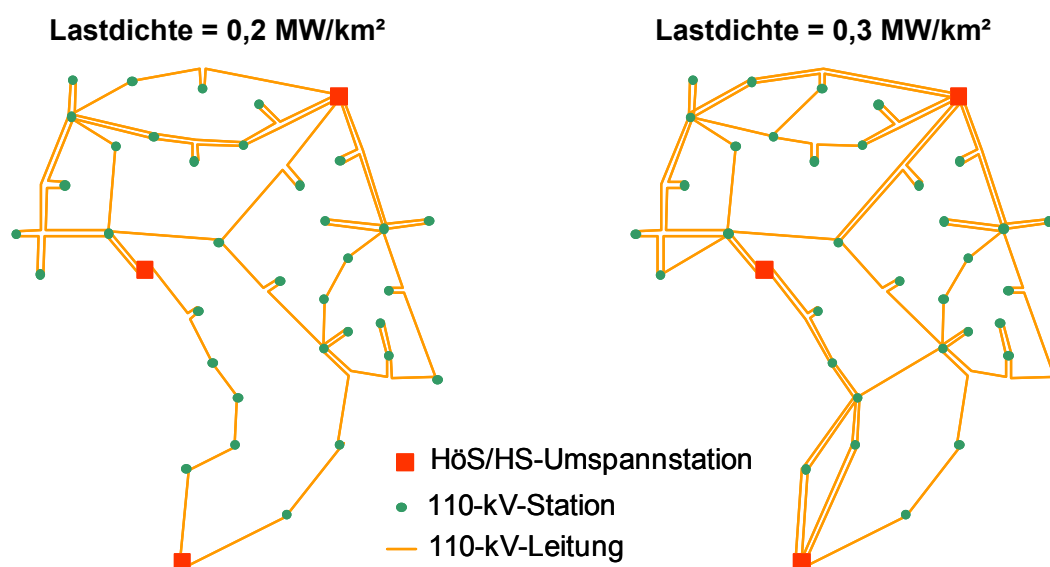


Bild 9.6: Referenznetz-Entwürfe für ein Hochspannungsnetz mit gleichbleibender Stationszahl unter Variation der Lasthöhe

Unter dieser veränderten Prämisse ist im Gegensatz zu den oben dargestellten MNA-Ergebnissen festzustellen, dass die Kosten der betroffenen Leitungsebene (hier der Hochspannungsebene) dann sehr wohl mit steigender Last zunehmen (Bild 9.7). Dies ist einleuchtend, da die Transportaufgabe bei gleichbleibender Zahl von Einspeisestationen nicht auf die überlagerte Ebene verlagert werden kann. Dementsprechend zeigen auch die in Bild 9.6 dargestellten Netzstrukturen, dass der Lastzuwachs eine erhebliche Netzverstärkung bedingt.

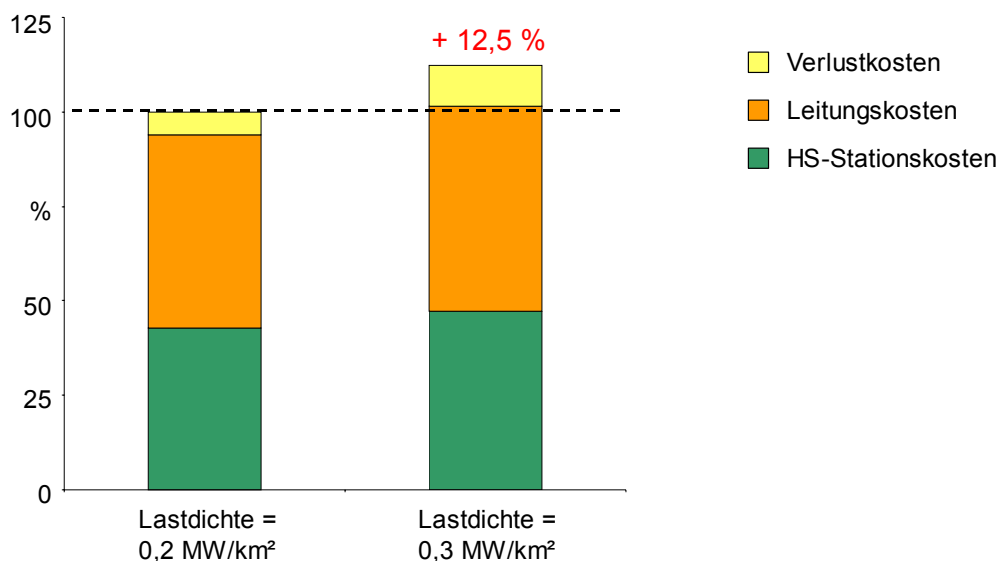


Bild 9.7: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Hochspannungs-Netzentwürfe für unterschiedliche Lastniveaus

9.2.2.3 Niederspannungs-Lastszenarien mit und ohne Gasversorgung

Analog zu der zuvor beschriebenen Untersuchung wird nachfolgend untersucht, wie sich das Vorhandensein oder Nicht-Vorhandensein einer Gasversorgung und die damit verbundenen Unterschiede in der Lasthöhe von Niederspannungskunden auf die Struktur und Kosten von Niederspannungsnetzen auswirken kann, wobei wiederum unterstellt wird, dass die Zuordnung von Versorgungsbereichen zu Umspannstationen fest vorgegeben und eine Verlagerung der Transportaufgabe in die überlagerte Netzebene somit nicht möglich ist.

Hierfür werden Niederspannungs-Referenznetze für zwei Stromlast-Szenarien mit und ohne Gasversorgung der Niederspannungs-Netzkunden untersucht. Ein Kunde mit Gasversorgung weist dabei eine geringere planungsrelevante Höchstlast auf als ein Kunde ohne Gasversorgung.

Die betrachtete realitätsnahe Versorgungsaufgabe ist mit allen zulässigen Trassen in Bild 9.8 dargestellt. Das Versorgungsgebiet der Ortsnetzstation umfasst eine Gesamtfläche von 0,5 km² und 320 Haushaltskundenanschlüsse. Es wird davon ausgegangen, dass an jedem Hausanschluss genau ein Einfamilienhaus angeschlossen ist. Zudem wird aufgrund der dichten Besiedelung ein reines Kabelnetz gefordert.

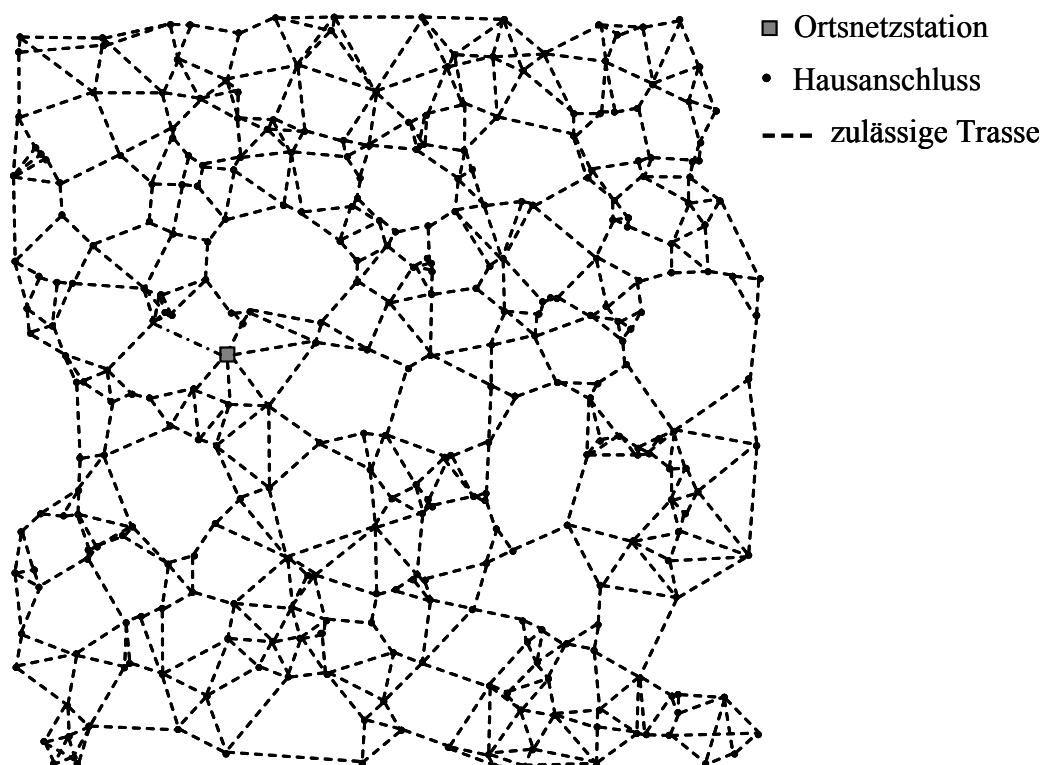


Bild 9.8: Niederspannungs-Versorgungsgebiet für die Analyse der Auswirkungen der Gasversorgung auf die Stromnetz-Auslegung

Die Freiheitsgrade für die RNA liegen einerseits in der Auswahl eines Betriebsmitteltyps für den Transformator aus fünf Standardtypen mit Leistungen zwischen 100 kVA und 800 kVA und andererseits in der Auswahl jeweils eines von vier Kabeltypen der Bauform NAYY-J mit Querschnitten zwischen 50 mm² und 240 mm² für die Realisierung der Leitungsverbindungen.

Die resultierenden Referenznetze für die betrachteten Szenarien sind in Bild 9.9 und Bild 9.10 dargestellt. In beiden Szenarien entspricht das Netz nicht dem minimalen Spannbaum, welcher eine Gesamtleitungslänge von 8.550 m besitzt (vgl. Abschnitt 6.2.5). Das Referenznetz im Szenario mit Gasversorgung besitzt eine Gesamtkabellänge von 9.180 m, die sich auf drei Abgänge verteilt. Die erhöhte Höchstlast im Szenario ohne Gasversorgung verringert erkennbar die Zahl der maximal an einen Abgang anschließbaren Kunden. Daher werden zwei zusätzliche Leitungsabgänge benötigt, wodurch die Gesamtnetzlänge auf 9.720 m steigt. Neben den dadurch verursachten Kosten muss für einen größeren Anteil der Leitungen ein Querschnitt größer als 50 mm² eingesetzt werden, was zusätzlich die Netzkosten erhöht. Die resultierenden Referenznetzskosten sind in Bild 9.11 gegenübergestellt.

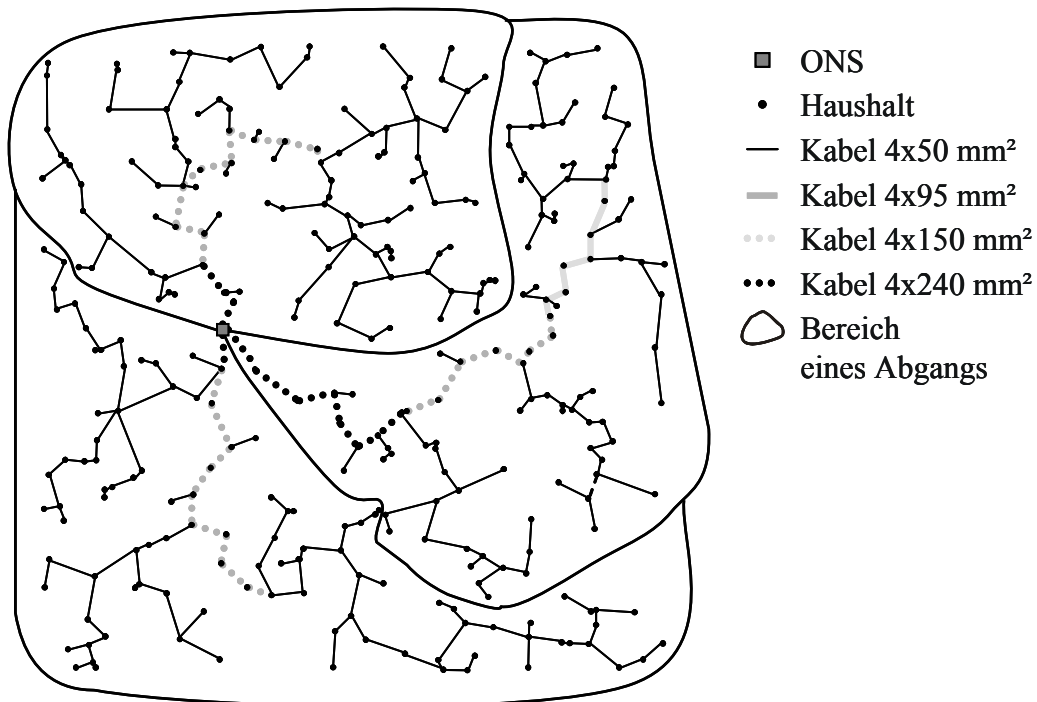


Bild 9.9: Niederspannungs-Referenznetz für das Szenario mit Gasversorgung

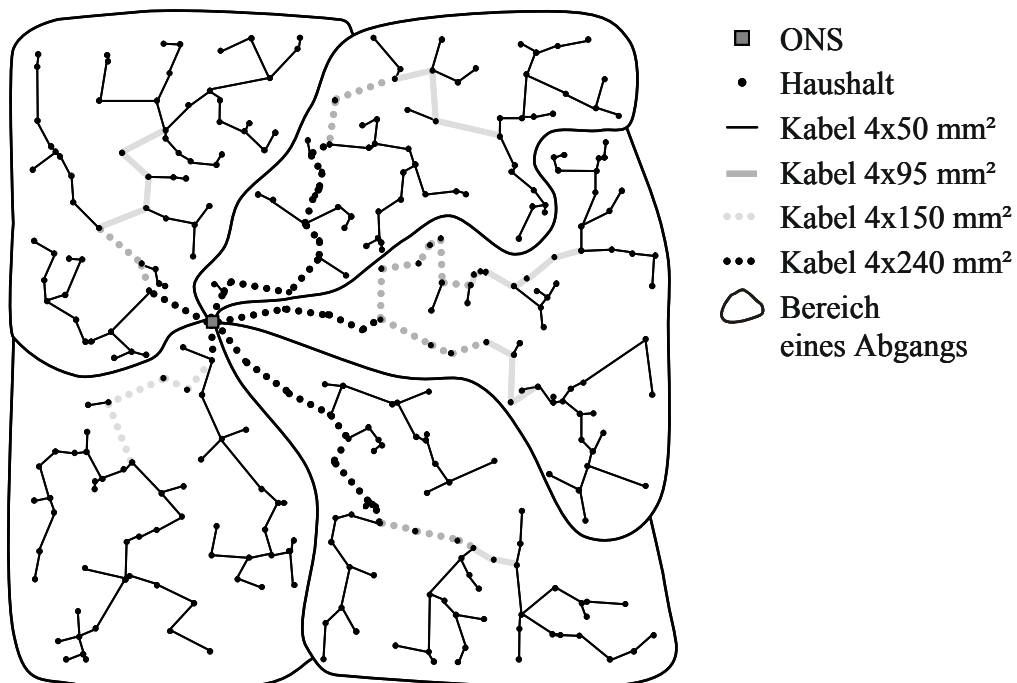


Bild 9.10: Niederspannungs-Referenznetz für das Szenario ohne Gasversorgung

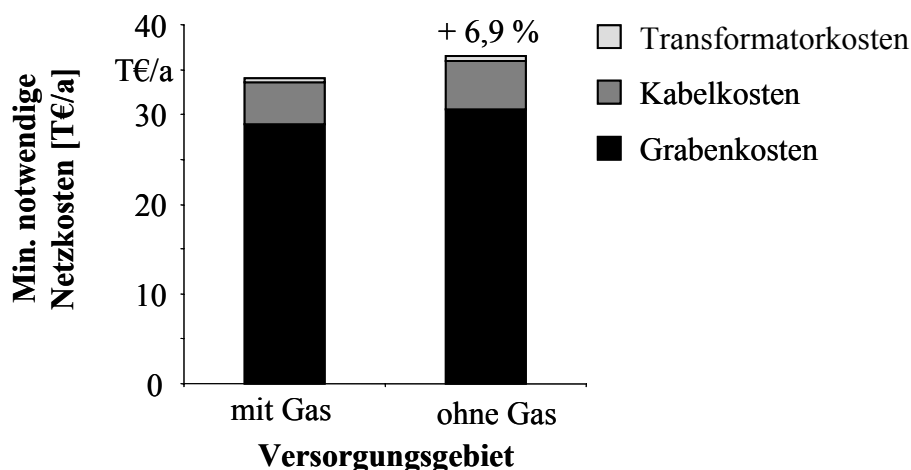


Bild 9.11: Kosten der Niederspannungs-Referenznetze für die Lastszenarien mit und ohne Gasversorgung

Die höhere auslegungsrelevante Höchstlast im Szenario ohne Gasversorgung verursacht im betrachteten Netzgebiet einen Kostenanstieg von 6,9 % gegenüber dem Referenznetz im Szenario mit Gasversorgung der Kunden, der hauptsächlich auf den Anstieg der benötigten Kabellänge und die damit ansteigenden Grabenkosten zurückzuführen ist. Es ist allerdings zu betonen, dass dieses quantitative Ergebnis von den konkreten Eingangsgrößen im betrachteten Fall abhängt und somit nicht ohne weiteres verallgemeinert werden kann.

9.2.2.4 Schlussfolgerungen

Die in den Abschnitten 9.2.2.2 und 9.2.2.3 dargestellten Untersuchungen gehen von Vorgaben aus, die in einer reinen „Grüne-Wiese-Situation“ nicht gegeben wären, nämlich einer im Ausgangszustand bereits vorhandenen Netzstruktur bzw. einer festen Zuordnung eines Versorgungsbereichs zu einer Umspannstation. Für die grundsätzliche Analyse der Relevanz von Kostentreibern zur Auswahl von Benchmarking-Variablen ist daher die in Abschnitt 9.2.2.1 betrachtete Untersuchung ohne Vorgabe für die Zuordnung zwischen Einspeisestationen und Versorgungsbereichen sachgerechter, denn es liegt grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers, wie viele Stationen zur Einspeisung in einen bestimmten Versorgungsbereich er realisiert. Im Einzelfall (insbesondere auf den „oberen“ Netzebenen) können Einschränkungen bezüglich der Zahl der Einspeisestationen jedoch durchaus relevant sein und müssen bei der Beurteilung realer Anlagen-Mengengerüste unter Umständen berücksichtigt werden.

9.2.3 Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasnetzen

Gasnetze decken in der Regel nur einen Teil des Versorgungsgebiets eines Netzbetreibers ab. Sowohl der Erschließungsgrad, unter dem hier der Anteil des mit Gasversorgungsanlagen erschlossenen Gebiets am gesamten Versorgungsgebiet verstanden wird, als auch der Anschlussgrad, der den Anteil der innerhalb des mit Gasversorgung erschlossenen Gebiets tatsächlich angeschlossenen Gebäude an den dort insgesamt vorhandenen (und somit potenziell anschließbaren) Gebäuden angibt, liegen meist mehr oder weniger deutlich unter 100 %. Es stellt sich die Frage, ob und inwieweit hieraus zusätzliche, bei der Beurteilung von Gasnetzen zu berücksichtigende Kostentreiber resultieren.

Die folgende Überlegung zeigt, dass die zuvor diskutierten dominanten Kostentreiber im Bereich der Versorgungsaufgabe (Anschlusszahl, Gebietsfläche und Höchstlast) grundsätzlich auch die Kostenwirkungen der sukzessiven Erschließung von Versorgungsgebieten erklären können:

- Betrachtet wird ein Versorgungsgebiet mit mehreren bereits erschlossenen Gemeinden, in dem eine weitere Gemeinde erschlossen werden soll (Bild 9.12a). Für die Versorgung der Gemeinden und für die Versorgung innerhalb der Gemeinden werden zwei verschiedene Druckstufen eingesetzt.
- Zur Teil-Erschließung der noch nicht erschlossenen Gemeinde (Bild 9.12b) muss zum einen ein Anschluss der Gemeinde auf der oberen Druckstufe einschließlich einer Regelanlage und zum anderen ein Versorgungsnetz auf der unteren Druckstufe im zu erschließenden Teil der Gemeinde errichtet werden. Beide Vorgänge spiegeln sich in Änderungen der Anschlusszahlen und Lasten wider: Für die obere Druckstufe kommt ein neuer Anschluss in einem neu erschlossenen Teil des Versorgungsgebiets hinzu, und die Versorgungsaufgabe für das neue Netz auf der unteren Druckstufe ergibt sich aus den Anschlusspunkten der Kunden im neu erschlossenen Teil der Gemeinde und dessen Fläche. Aus den Höchstlasten der neuen Kunden ergeben sich schließlich die Anforderungen an die Dimensionierung der Leitungen und der Regelanlage.
- Der Übergang zur Voll-Erschließung (Bild 9.12c) erfordert nur noch einen Ausbau des Netzes im zunächst nicht erschlossenen Teil der Gemeinde. Hier ändert sich die Versorgungsaufgabe in Form der hinzukommenden Anschlusspunkte und Fläche somit nur für die untere Druckstufe.

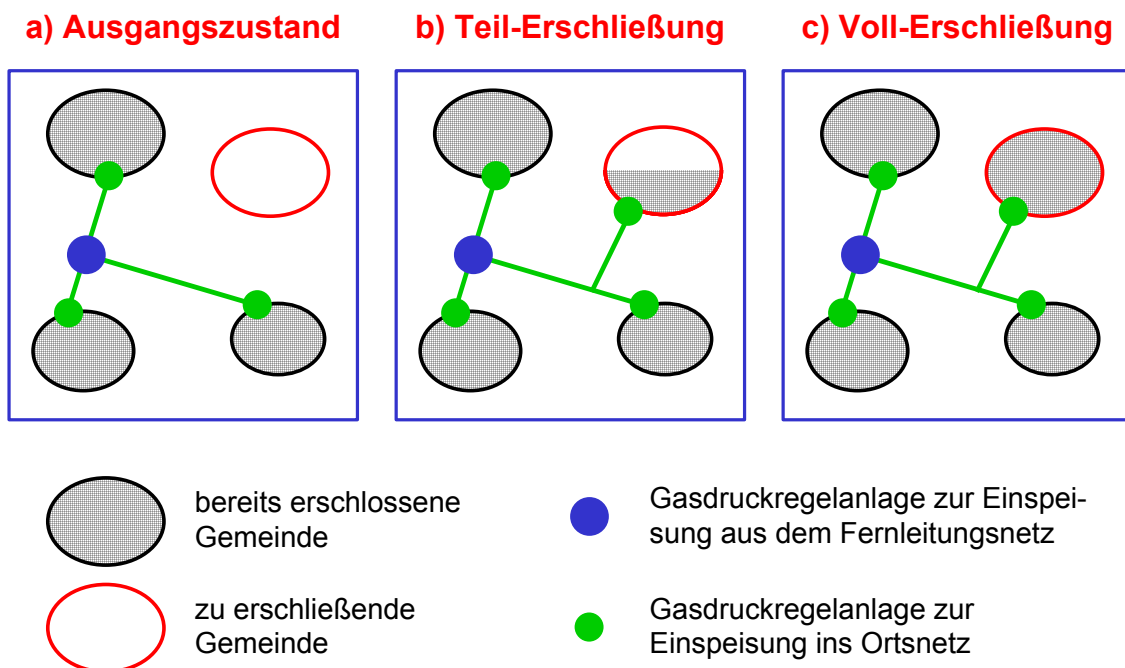


Bild 9.12: Prinzipdarstellung zur Erschließung einer Gemeinde mit Gasnetzen

Bei diesen Überlegungen wurde zunächst implizit vorausgesetzt, dass der Anschlussgrad innerhalb des jeweils zu erschließenden Gebiets von Beginn an 100 % beträgt. Diese Annahme ist jedoch unrealistisch; der Anschlussgrad liegt anfangs meist deutlich darunter, teilweise sogar nur in der Größenordnung von 10 %, und wird in der Folgezeit durch Gewinnung neuer Kunden gesteigert. Dennoch ist es üblich und teilweise sogar unvermeidlich, Versorgungsleitungen auch an den anfangs noch nicht anzuschließenden Gebäuden vorbeizuführen. Aus diesem Grund erscheint es im Hinblick auf die Kostentreiberanalyse plausibel, bei der Definition der Versorgungsaufgabe für das Netz auf der unteren Druckstufe zusätzlich die Zahl der potenziellen und nicht nur der tatsächlichen Anschlüsse von Endkunden im erschlossenen Gebiet zu berücksichtigen. Dabei wird unter einem potenziell realisierbaren Anschlusspunkt ein Gebäude verstanden, das im erschlossenen Gebiet liegt und an dem – unter der Annahme einer weitgehend vollständigen Verrohrung des erschlossenen Gebiets – eine Versorgungsleitung vorbeiläuft, das jedoch noch nicht an diese Leitung angeschlossen ist. (Diese Überlegungen beziehen sich nicht auf Hausanschlussleitungen, da diese tatsächlich erst bei Realisierung eines Anschlusses errichtet werden. Die Kosten von Hausanschlussleitungen ergeben sich jedoch bei Annahme pauschaler Kostenansätze direkt aus der Anschlusszahl und sind daher bei den hier dargestellten Untersuchungsergebnissen nicht berücksichtigt.)

Daneben wurde bei den obigen Überlegungen unterstellt, dass der Netzbetreiber sowohl die spätere Voll-Erschließung als auch eine spätere Steigerung des Anschlussgrades bereits bei der „Erstauslegung“ der Anlagen durch entsprechende Reserven bezüglich Rohrdurchmesser und Regelanlagenkapazität berücksichtigt. Auch diese Vorhaltung von Reserven ist durchaus praxisüblich, da eine spätere Erhöhung der Transport- bzw. Regelkapazität wesentlich höhere Kosten verursacht als die Verwendung höher dimensionierter (und damit vorübergehend überdimensionierter) Anlagen bereits bei der Erschließung des Gebiets. Daher erscheint es auch in dieser Hinsicht plausibel, als Kostentreiber nicht die Höchstlast der bereits angeschlossenen Kunden, sondern die Höchstlast der potenziell anschließbaren Kunden im erschlossenen Gebiet zu berücksichtigen, sofern diese durch geeignete Daten abgeschätzt werden kann.

Die obigen Überlegungen zeigen, dass die Auswirkungen der unvollständigen Gebietserschließung auf das Anlagen-Mengengerüst von Gasnetzen grundsätzlich erfasst werden können, indem

- die versorgte Fläche unter Berücksichtigung des Erschließungsgrades geeignet abgegrenzt wird und
- anstelle nur der tatsächlichen zusätzlich auch die im erschlossenen Gebiet liegenden potenziellen Last-Anschlusspunkte nach Zahl und Lasthöhe berücksichtigt werden.

In der praktischen Umsetzung kann dies allerdings zu Schwierigkeiten bei der Beschaffung objektiver Daten zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe führen. Folgende Lösungsansätze erscheinen erwägenswert (siehe auch Abschnitt 5.1.7.1):

- Das mit Gasnetzen erschlossene Gebiet kann abgegrenzt werden, indem objektiv definierte Teilgebiete wie z. B. Gemeinden oder kleinere für statistische Zwecke abgegrenzte Bezirke danach eingeteilt werden, ob dort mindestens ein Gebäude mit Gas versorgt wird oder nicht. Alle Teilgebiete mit mindestens einem Anschluss werden als erschlossen betrachtet. Um eine hohe Genauigkeit zu erreichen, sollten die Teilgebiete möglichst klein sein. Dabei ist jedoch ausschlaggebend, dass für die Teilgebiete objektive statistische Angaben zur Flächennutzung vorliegen müssen, um – wie bei Stromnetzen – innerhalb der erschlossenen Teilgebiete nach versorgter und nicht versorgter Fläche unterscheiden zu können.

- Die Bereitstellung teilgebietsbezogener Angaben zur Flächennutzung erübrigt sich, wenn die Teilgebiete so klein sind, dass sie mit ausreichender Genauigkeit entweder vollständig als versorgte oder vollständig als nicht versorgte Flächen angesehen werden können. Hierzu bietet sich die Verwendung kartografisch definierter, einheitlicher quadratischer oder rechteckiger Rasterflächen an. Wie beispielhafte Untersuchungen für reale Gemeindegebiete ergeben haben, kann bei Rasterflächen mit wenigen 100 Metern Kantenlänge eine hohe Genauigkeit bei der Abgrenzung des erschlossenen und damit auch des versorgten Gebiets erreicht werden, indem alle Rasterflächen, die mindestens einen Gasnetz-Anschlusspunkt enthalten, als erschlossen definiert werden.

Der Datenbedarf zur teilgebietsbezogenen Beschreibung der Versorgungsaufgabe reduziert sich dann auf die Zahl der Anschlusspunkte und die Zahl der potenziellen Anschlusspunkte (siehe unten) pro Rasterfläche. Diese Daten können auf objektive Weise und – bei Vorhandensein entsprechend leistungsfähiger geografischer Informationssysteme (GIS) – auch automatisiert erhoben werden.

Ein zusätzlicher Vorteil ergibt sich bei diesem Verfahren aus der Möglichkeit, durch einen Clustering-Algorithmus die Zahl der aus zusammenhängenden erschlossenen Rasterflächen bestehenden kompakten Teil-Versorgungsgebiete z. B. innerhalb einer Gemeinde zu ermitteln und somit den durch Zersiedelung des Versorgungsgebiets bedingten zusätzlichen Leitungsaufwand sehr detailliert nachbilden zu können, was gleichermaßen für Gas- wie für Strom-Versorgungsgebiete zu einer besseren Erfassung struktureller Eigenschaften beitragen kann. Nachteil dieses Ansatzes ist allerdings, dass bei Nicht-Vorhandensein eines geeigneten GIS ein hoher Aufwand für die manuelle Datenerfassung entstehen kann.

- Zur Ermittlung der Gesamtzahl der potenziellen und der tatsächlichen Last-Anschlusspunkte für das Gasnetz in einem Teilgebiet kann ersatzweise die Zahl der Gebäude oder, da nahezu jedes Gebäude an das Stromnetz angeschlossen ist, die Zahl der Anschlusspunkte des Stromnetzes herangezogen werden. Die Höchstlast an den potenziellen Anschlüssen kann dann entsprechend der tatsächlichen Anschlusszahl und Last errechnet werden.

9.2.4 Erzeugungsanlagen in Stromnetzen

In Stromnetzen zählen neben den Endverbrauchern und Weiterverteilern auch Betreiber von Erzeugungsanlagen zu den Netzkunden. Erzeugungsanlagen stellen ebenfalls in das Netz zu

integrierende Anschlusspunkte dar und können allein hierdurch in ihrer Anschlussebene Zusatzkosten bewirken, sofern sie nicht über eine separate, vom Betreiber der Anlage getragene Anschlussleitung an eine bereits bestehende Station angeschlossen werden. Diese Wirkung kann beim Unternehmensvergleich berücksichtigt werden, indem die zusätzlichen Anschlusspunkte für Erzeugungsanlagen der Zahl der in der Anschlussebene insgesamt zu verbindenden Anschlusspunkte hinzugerechnet werden.

Ob darüber hinaus Zusatzkosten in der Anschlussebene durch den Bedarf an Transportkapazität für den Abtransport der erzeugten Leistung und durch Auswirkungen auf die Spannungshaltung entstehen können, wurde unter Anwendung der RNA beispielhaft für Hoch- und Mittelspannungsnetze untersucht.

9.2.4.1 Erzeugungsanlage im Hochspannungsnetz

Zunächst wird untersucht, welche Auswirkungen der Anschluss einer Erzeugungsanlage an ein bereits bestehendes Hochspannungsnetz auf die Netzkosten in dieser Ebene hat. Bild 9.13 zeigt das betrachtete Hochspannungsnetz. Die Erzeugungskapazität der Erzeugungsanlage, die an die markierte, im Ausgangszustand bereits bestehende Station angeschlossen wird, wird im Bereich von 0 bis 500 MW bei einer Schrittweite von 50 MW variiert.

Die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets beträgt rund 3.000 km² und umfasst 36 110-kV-Stationen. Es gibt drei mögliche Standorte für 380/110-kV-Umspannstationen, in denen jeweils zwei 380/110-kV-Transformatoren realisiert werden können. Die planungsrelevante Höchstlast beträgt rund 800 MW. Die Freiheitsgrade für den Referenznetz-Entwurf bestehen in der Wahl der zu realisierenden Trassen, der Wahl der zu realisierenden 380/110-kV-Umspannstationen und der Zahl der je Station vorzusehenden Transformatoren sowie in der Auswahl kostenminimaler Schaltanlagenkonzepte in den einzelnen Stationen. Die Beseilung der Freileitungstrassen erfolgt einheitlich mit dem Leiterseiltyp Al/St 265/35. Bild 9.13 zeigt alle realisierbaren 110-kV-Trassen im betrachteten Gebiet. Als Schaltanlagenkonzepte können Doppel- und Einfachsammeleisen sowie H- und Block-Schaltung eingesetzt werden.

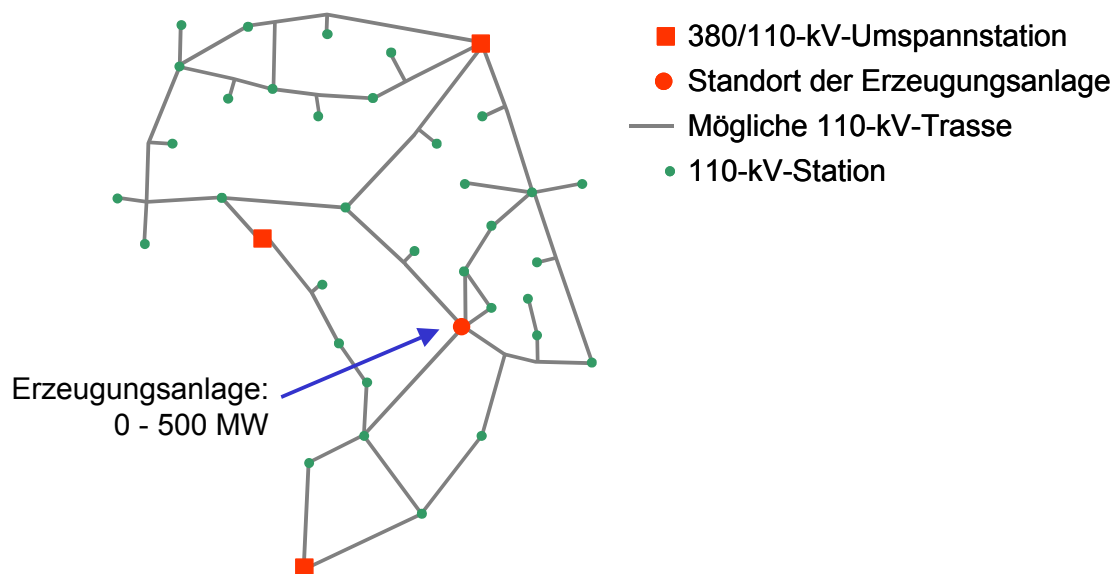


Bild 9.13: Betrachtetes Hochspannungsnetz zur Untersuchung der Kostenwirkung von Erzeugungsanlagen

Die resultierenden Netzkosten (Bild 9.14) weisen einen für eine realitätsnahe Betrachtung typischen stufenförmigen Verlauf auf: Nicht bei jeder Erhöhung der Erzeugungskapazität, sondern jeweils erst bei Erreichen der Transportkapazität an einer beliebigen Stelle im Netz wird eine Änderung der Netzauslegung erforderlich. (Dabei wird hier nicht ein sukzessiver Netzausbau unterstellt, sondern jeweils das optimale „Grüne-Wiese-Netz“ für jede Variante der Erzeugungskapazität ermittelt.) Insgesamt sind die Netzkosten bei Integration einer Erzeugungsanlage mit der bei der zugrundegelegten Netzkonfiguration maximal möglichen Einspeiseleistung von 400 MW mehr als 20 % höher als im Zustand ohne Erzeugungsanlage. (Bei Erhöhung der Einspeiseleistung auf über 400 MW müssten Netzerweiterungen erfolgen, die im Rahmen der hier vorgegebenen Freiheitsgrade für den Referenznetz-Entwurf nicht möglich sind, wie z. B. die Errichtung zusätzlicher 380/110-kV-Umspannstationen und/oder die Realisierung weiterer Leitungstrassen.)

Diese Mehrkosten sind sowohl auf höhere Netzverluste im Umfeld der Erzeugungsanlage als auch, wie Bild 9.15 zeigt, auf eine zunehmend aufwändigere Netzstruktur mit einer signifikanten Zunahme vor allem der Stromkreislänge bei höherer Erzeugungsleistung zurückzuführen.

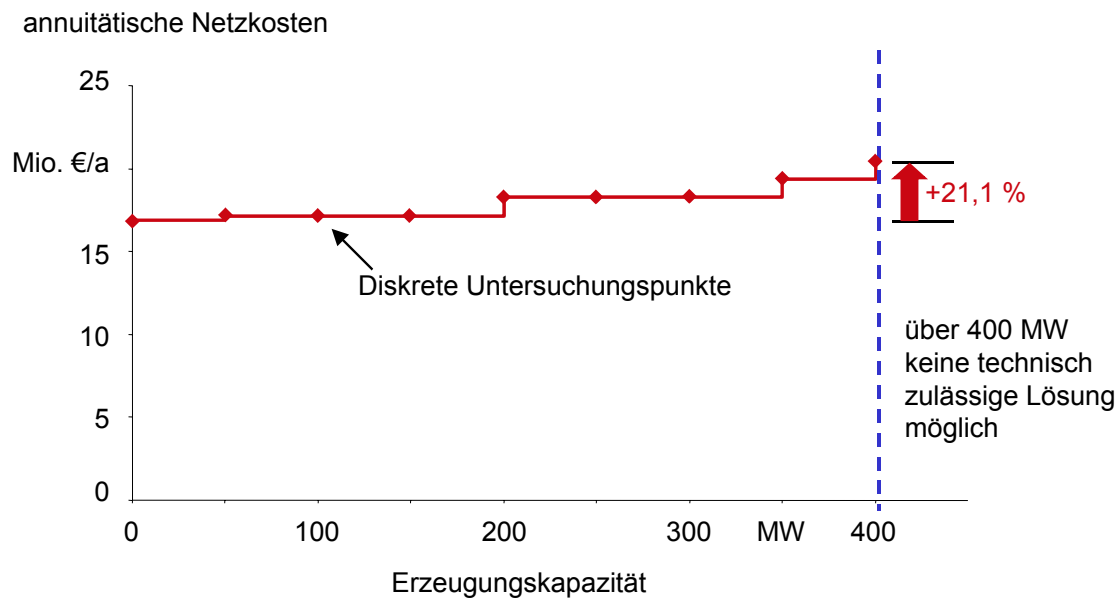


Bild 9.14: Zusammenhang von Netzkosten und Erzeugungskapazität im betrachteten Hochspannungsnetz

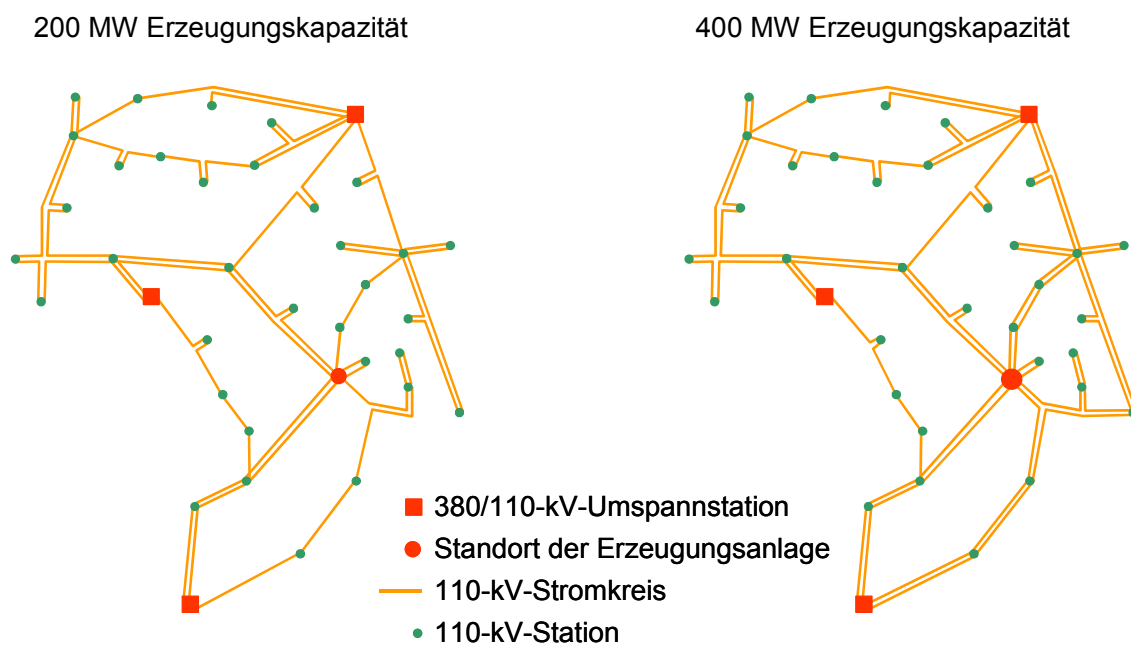


Bild 9.15: Struktur der Hochspannungs-Referenznetze bei zwei unterschiedlichen Werten der Erzeugungskapazität

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass infolge der zunehmenden Einspeisung auf der 110-kV-Ebene Netzkosten in der 380/110-kV-Umspannebene eingespart und somit die höheren 110-kV-Netzkosten zumindest teilweise kompensiert werden können. Dies ist jedoch von Annahmen zum Kraftwerkseinsatz und zur Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage abhängig:

- Falls der Kraftwerkseinsatz durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, ist keine Einsparung in der überlagerten Umspannebene möglich, da das Netz für den ungünstigsten Belastungsfall ausgelegt werden muss, welcher hier durch den Stillstand der Erzeugungsanlage bestimmt wird. Da auch in diesem Fall die Höchstlast im Netzgebiet unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums vollständig versorgt werden muss, besteht kein Einsparpotenzial in der einspeisenden Umspannebene.
- Falls dagegen davon ausgegangen wird, dass der Kraftwerkseinsatz durch den Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Lastsituation und der Verfügbarkeit der 380/110-kV-Transformatoren gesteuert werden kann und die Erzeugungsanlage immer vollständig verfügbar ist, könnte in diesem Fall (bei einer Einspeisekapazität von 400 MW) auf einen der 380/110-kV-Transformatoren verzichtet werden, was mit einem Einsparpotenzial von 2,1 % der annuitätischen Kosten des Referenznetzes verbunden wäre.

Diese Annahmen sind jedoch unrealistisch, da der Kraftwerkseinsatz üblicherweise allenfalls im Sinne des Engpassmanagements (und dann unter Inkaufnahme von entsprechenden „Redispatch“-Kosten) vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann und die Verfügbarkeit einer einzelnen Erzeugungsanlage zu gering ist, um als Reserve für den Ausfall eines Netzbetriebsmittels im Sinne des (n-1)-Kriteriums vorgesehen zu werden.

Zudem ist bemerkenswert, dass das Einsparpotenzial auch unter diesen unrealistischen Annahmen nur einen geringen Bruchteil der Mehrkosten in der 110-kV-Ebene kompensieren würde.

Insgesamt lässt sich somit festhalten, dass der Zubau der Erzeugungsanlage im betrachteten Fall zu einer deutlichen Erhöhung der Netzkosten führen würde. Dieses Ergebnis konnte in weiteren Untersuchungen ähnlicher Art bestätigt werden, wobei das quantitative Ausmaß der Kostenwirkung natürlich von fallspezifischen Randbedingungen abhängt.

9.2.4.2 Dezentrale Erzeugung im Mittelspannungsnetz

In der nachfolgend beschriebenen Untersuchung wird der Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen auf ein exemplarisches 20-kV-Netz untersucht. Gleichzeitig wird anhand dieser Untersuchung die Möglichkeit der „pfadabhängigen Optimierung“ unter Einsatz der RNA demonstriert, mittels derer sich im Unterschied zu einem reinen „Grüne-Wiese-Ansatz“ auch bereits bestehende Netzstrukturen beim Referenznetz-Entwurf berücksichtigen lassen (siehe auch Abschnitt 9.2.7)

Das betrachtete Netzgebiet besteht aus 150 Ortsnetzstationen mit einer gleichzeitigen Höchstlast von rund 14 MW. Es werden drei unterschiedliche Szenarien der Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen betrachtet:

- Szenario 1 beschreibt die Versorgungsaufgabe ohne dezentrale Erzeugung,
- in Szenario 2 wird eine Einspeisung in Höhe von 11 MW aus dezentralen Erzeugungsanlagen zugrunde gelegt, und
- in Szenario 3 beträgt die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen 18 MW. Die dezentral eingespeiste Leistung ist demnach in diesem Szenario größer als die planungsrelevante Höchstlast im betrachteten Netzgebiet.

Die Referenznetze für die drei Szenarien sind in Bild 9.16, Bild 9.17 und Bild 9.18 dargestellt. Die Netzvarianten sind hier als „V0“ für den Ausgangszustand ohne dezentrale Erzeugung (Szenario 1) und – wegen des zunächst zugrunde gelegten Grüne-Wiese-Ansatzes – „VG1“ und „VG2“ für die Szenarien mit dezentraler Erzeugung (Szenarien 2 bzw. 3) bezeichnet.

Es zeigt sich, dass die Zahl der Ringe in den Referenznetzen mit steigender dezentraler Erzeugung zunimmt. Grund hierfür ist die Anschlussbedingung dezentraler Erzeugungsanlagen, nach der die Spannung am Anschlusspunkt um nicht mehr als 2 % schwanken darf. Mit steigender Leistung und zunehmender Zahl der Anschlusspunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen steigt daher die benötigte Leitungslänge im betrachteten Netzgebiet an, da diese Anschlussbedingung faktisch die zulässige Länge der einzelnen Ringe begrenzt.

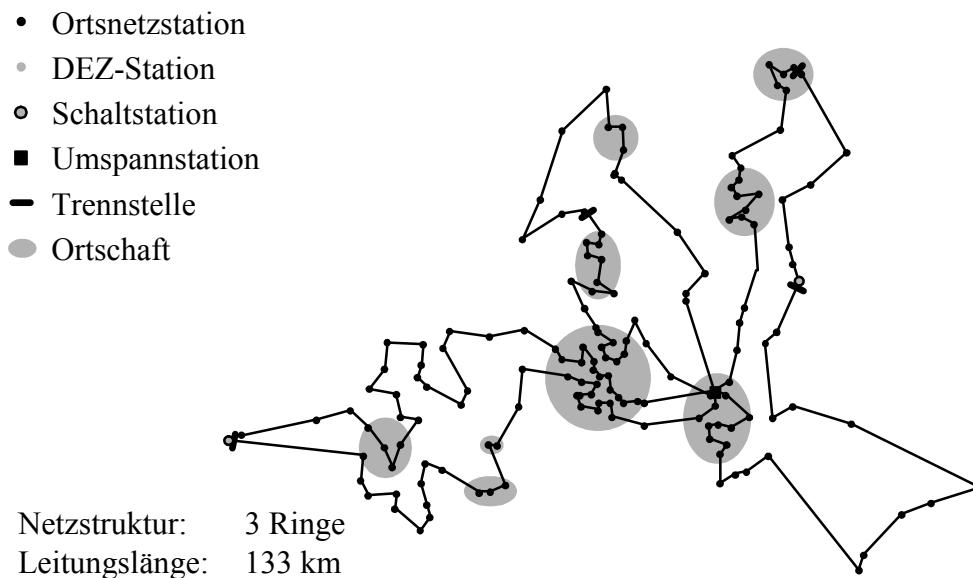


Bild 9.16: Referenznetz V0 für Szenario 1 (keine dezentrale Erzeugung)
(DEZ = Anschlusspunkt einer dezentralen Erzeugungsanlage)

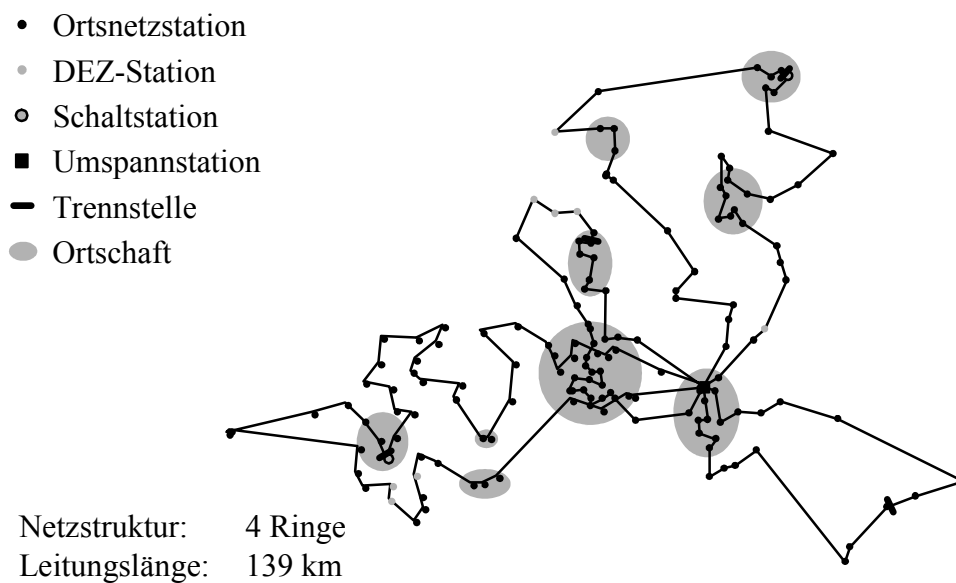


Bild 9.17: Referenznetz VG1 (Grüne-Wiese-Planung) für Szenario 2 (11 MW dezentrale Erzeugung)

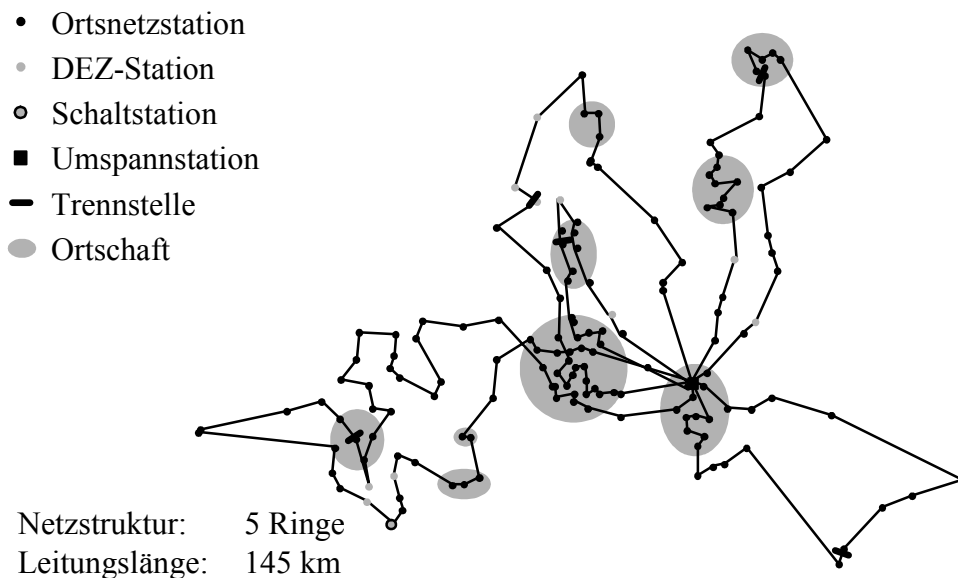


Bild 9.18: Referenznetz VG2 (Grüne-Wiese-Planung) für Szenario 3 (18 MW dezentrale Erzeugung)

In Bild 9.19 sind die annuitätischen Netzkosten dieser Referenznetze gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass auch bei der hier unterstellten Grüne-Wiese-Planung bereits Mehrkosten durch die Netzintegration der dezentralen Erzeugungsanlagen auftreten, die in einer durchaus relevanten Größenordnung von beispielsweise rund 6 % bei Szenario 3 liegen.

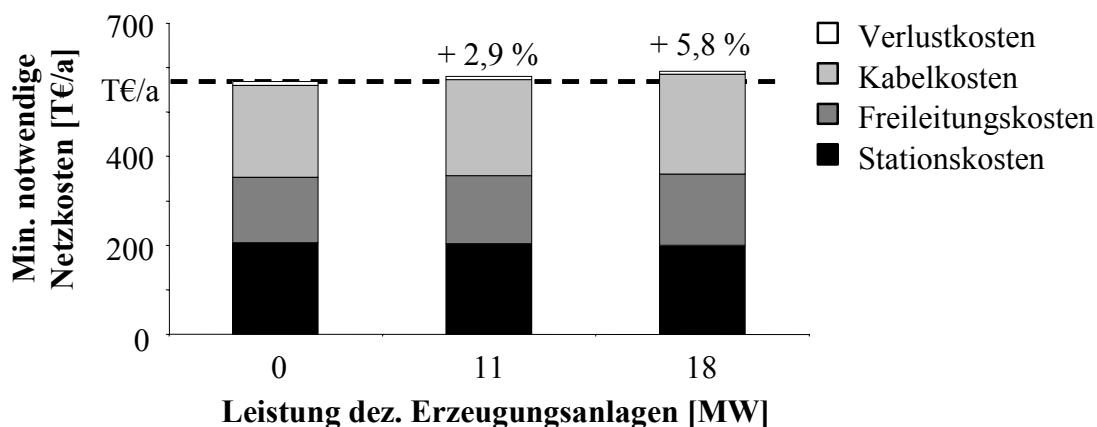


Bild 9.19: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Referenznetze für die drei Erzeugungsszenarien bei Grüne-Wiese-Planung

Infolge der zunächst unterstellten Grüne-Wiese-Planung wurden die oben dargestellten Referenznetze unter Vernachlässigung des im Ausgangszustand existierenden Anlagenbestandes ermittelt. Das Ergebnis der Untersuchung lässt daher die Frage offen, inwieweit möglicherweise zusätzliche Mehrkosten entstehen, wenn dezentrale Erzeugungsanlagen – wie in der Praxis üblich – in ein bereits bestehendes Netz integriert werden müssen. Diese Fragestellung lässt sich mit Hilfe einer pfadabhängigen Optimierung beantworten.

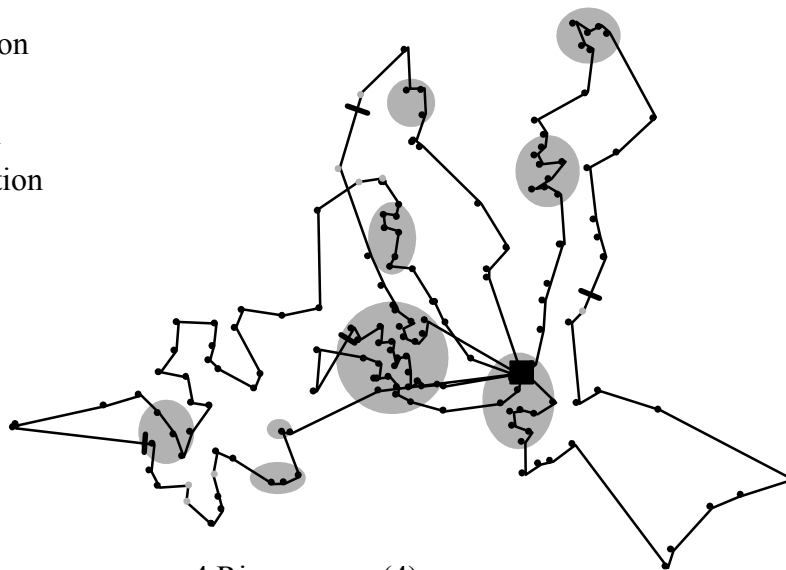
Hierbei wird im Folgenden das Referenznetz für Szenario 1 (Bild 9.16, keine dezentrale Erzeugung) als das im Ausgangszustand bestehende Netz betrachtet. Es sollen nun Referenznetze für die Szenarien 2 und 3 unter Beachtung dieser bereits existierenden Netzstruktur entworfen werden. Hierfür wird bei Anwendung der RNA vorgegeben, dass sämtliche im Ausgangszustand bereits genutzten Trassen auch in den Referenznetzen für Szenarien mit dezentraler Erzeugung zu nutzen sind. Die Realisierung dieser Trassen stellt dann bei der Netzoptimierung keinen Freiheitsgrad mehr dar.

Es kann aufgrund der zu beachtenden technischen Randbedingungen vorkommen, dass die Nutzung einer zwingend zu realisierenden Trasse in den Referenznetzen nicht möglich ist. Beispielsweise kann die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in die bestehende Netzstruktur die Realisierung zusätzlicher, im derzeitigen Netz nicht genutzter Trassen erfordern. Dies würde dazu führen, dass auf einige derzeit genutzte Trassen verzichtet werden muss, damit – wie vorgegeben – eine Ringnetzstruktur erreicht wird und nicht ungewollt ein Maschennetz entsteht. Die Kosten dieser in den Referenznetzen nicht mehr nutzbaren Leitungen müssen bei einer pfadabhängigen Optimierung dennoch als Teil der Netzkosten berücksichtigt werden, da sie „Stranded Investments“ darstellen.

Als Konsequenz dieses Optimierungsansatzes ist zu erwarten, dass die so erhaltenen Referenznetze strukturell eine größere Ähnlichkeit mit dem Referenznetz für den Ausgangszustand aufweisen als die auf Basis des Grüne-Wiese-Ansatzes entworfenen Referenznetze.

Bild 9.20 und Bild 9.21 zeigen die Referenznetze, die sich auf diese Weise für die Szenarien 2 (11 MW Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen) und 3 (18 MW Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen) ergeben. Diese Netzvarianten sind als „VE1“ und „VE2“ bezeichnet, weil hier im Gegensatz zur Grüne-Wiese-Planung eine „Erweiterungsplanung“ durchgeführt wurde.

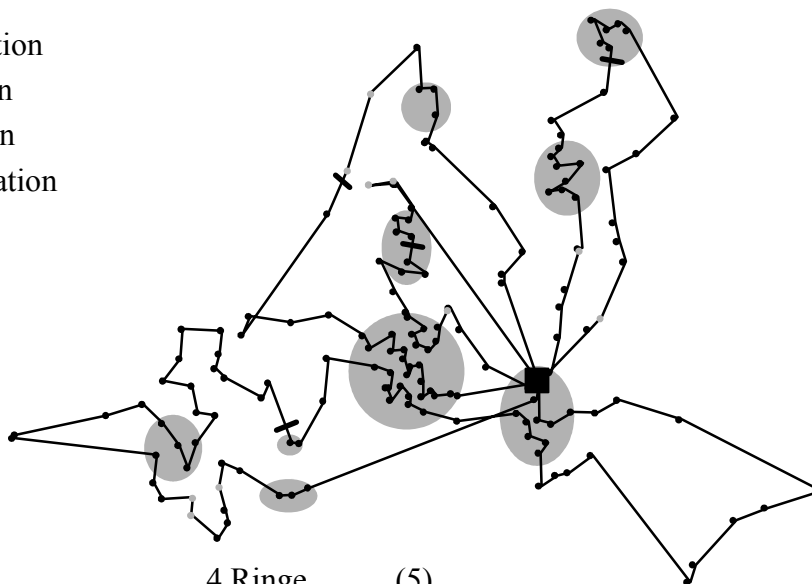
- Ortsnetzstation
- DEZ-Station
- Schaltstation
- Umspannstation
- Trennstelle
- Ortschaft



Netzstruktur:	4 Ringe	(4)
Leitungslänge:	146 km	(139)
Bestehende Leitungen:	127 km	(109)
Zusätzliche Leitungen:	19 km	(30)
Nicht genutzte Leitungen:	6 km	(24)

Bild 9.20: Referenznetz VE1 (Erweiterungsplanung) für Szenario 2 (11 MW dez. Erz.)

- Ortsnetzstation
- DEZ-Station
- Schaltstation
- Umspannstation
- Trennstelle
- Ortschaft



Netzstruktur:	4 Ringe	(5)
Leitungslänge:	149 km	(145)
Bestehende Leitungen:	125 km	(114)
Zusätzliche Leitungen:	24 km	(31)
Nicht genutzte Leitungen:	8 km	(19)

Bild 9.21: Referenznetz VE2 (Erweiterungsplanung) für Szenario 3 (18 MW dez. Erz.)

In den Bildern ist jeweils die gesamte Leitungslänge im Referenznetz, die Länge der auch im Ausgangszustand (Netzvariante V0) bereits genutzten Leitungen, die Länge der zusätzlich benötigten Leitungen und die Länge der im Vergleich zum Ausgangszustand nicht mehr genutzten Leitungen angegeben. Zum Vergleich sind in Klammern die entsprechenden Angaben zu den mittels Grüne-Wiese-Planung erhaltenen Referenznetzen (Varianten VG1 und VG2) aufgeführt.

Im Szenario 2 steigt durch Beachtung des existierenden Netzes die Leitungslänge des Referenznetzes von 139 auf 146 km. Hiervon entfallen jedoch 127 km auf bereits bestehende Leitungen. Der Vergleich mit dem entsprechenden Grüne-Wiese-Referenznetz VG1 zeigt, dass bei diesem Netz nur 109 km Leitungslänge des Netzes im Ausgangszustand verwendet werden. In der Praxis könnte demnach – sofern nicht aufgrund des Alters der Netzanlagen ohnehin eine weitgehende Netzerneuerung ansteht – das Grüne-Wiese-Referenznetz nicht wirtschaftlich umgesetzt werden, da hier ein großer Teil der bestehenden Leitungen (24 km) nicht weitergenutzt würde. Der Umfang dieser „Stranded Investments“ beträgt bei der durch pfadabhängige Optimierung erhaltenen Netzvariante VE1 dagegen nur 6 km.

Für Szenario 3 ergibt sich ein qualitativ gleiches Ergebnis. Die Gesamtleitungslänge steigt im Vergleich zum Grüne-Wiese-Referenznetz von 145 auf 149 km, gleichzeitig steigt jedoch auch die Länge der weiter genutzten Leitungen von 114 auf 125 km. Hierdurch sinkt die Länge der zusätzlich benötigten Leitungen von 31 auf 24 km, und der Umfang der als „Stranded Investments“ anzusehenden Leitungen des Netzes im Ausgangszustand sinkt von 19 auf 8 km.

Im abschließenden Schritt werden die Auswirkungen eines inkrementellen Netzausbaus durch pfadabhängige Optimierung vom Ausgangszustand (Netzvariante V0) über Szenario 2 (Netzvariante VE1) hin zu Szenario 3 analysiert. Auf diese Weise wird untersucht, ob durch die nachträgliche Integration von weiteren 7 MW Erzeugungsleistung nach bereits erfolgter Realisierung der Netzvariante VE1 höhere Kosten entstehen als durch die sofortige Integration von 18 MW Erzeugungsleistung in das im Ausgangszustand bestehende Netz V0. Die kostenoptimale Netzstruktur für den inkrementellen Netzausbau, bei dem sowohl die im Netz V0 als auch die im Netz VE1 genutzten Trassen als feste Vorgaben berücksichtigt werden, ist in Bild 9.22 dargestellt.

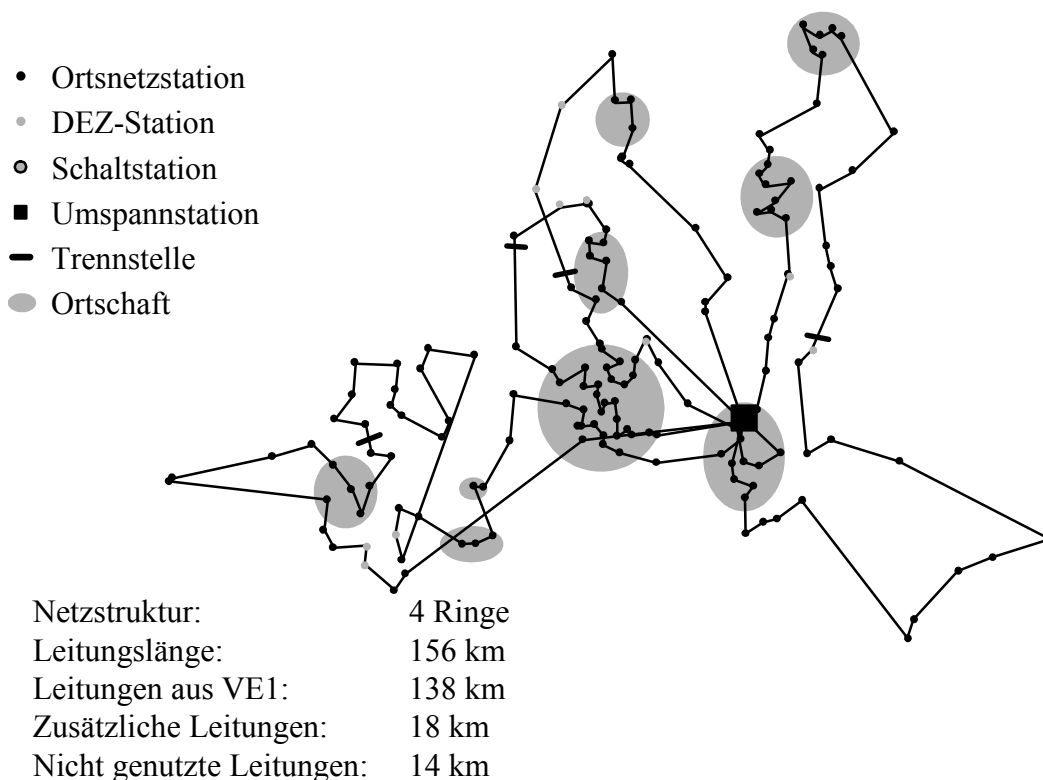


Bild 9.22: Referenznetz für Szenario 3 (18 MW dezentrale Erzeugung) nach inkrementellem Netzausbau unter Berücksichtigung der Netzvarianten V0 und VE1

Es zeigt sich, dass die Leitungslänge nach dieser schrittweisen Integration dezentraler Erzeugungsanlagen mit 156 km um 7 km größer ist als bei direkter Integration von 18 MW Erzeugungsleistung in das bestehende Netz. Gleichzeitig können jedoch insgesamt 138 km und nicht nur 125 km der bestehenden Leitungen in der resultierenden Netzstruktur genutzt werden. Es werden dadurch 6 km weniger zusätzliche Leitungen benötigt. Die Länge der nicht mehr nutzbaren Leitungen steigt dennoch von 8 km auf 14 km an, da nun sowohl Leitungen des Netzes im Ausgangszustand als auch Leitungen des Übergangszustands VE1 nicht mehr genutzt werden können.

Bild 9.23 zeigt die annuitätischen Kosten für die Netzstruktur V0 im Ausgangszustand, für die durch Erweiterungsplanung gegenüber V0 erhaltenen Referenznetze VE1 und VE2 und für das durch Nachbildung des inkrementellen Netzausbaus erhaltene Referenznetz.

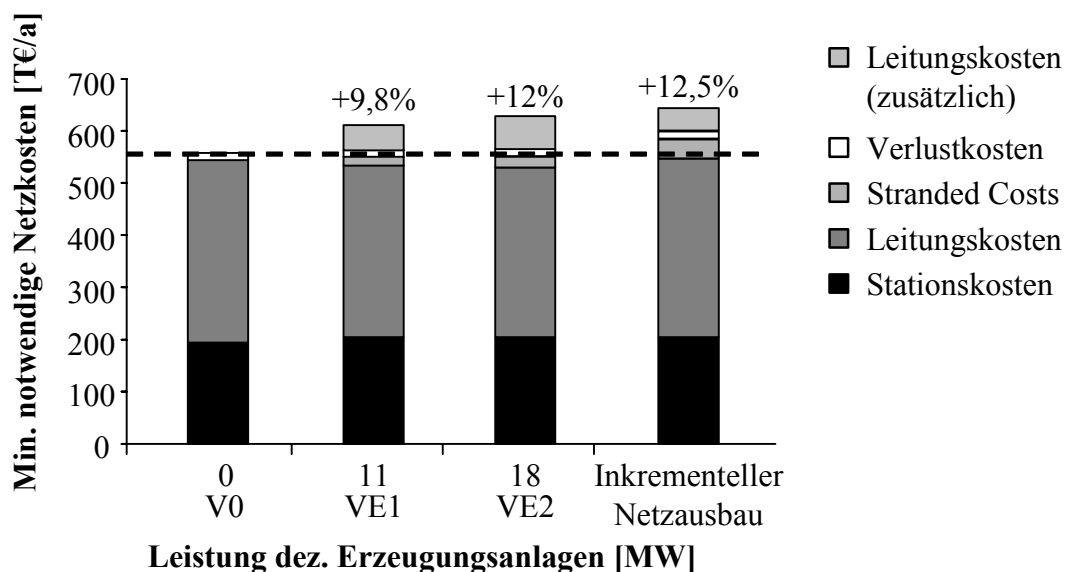


Bild 9.23: Annuitätische Kosten der Referenznetze bei Erweiterungsplanung unter Berücksichtigung des Ausgangs-Netzzustands V0

Die Ergebnisse lassen erkennen, dass sich bei Berücksichtigung des im Ausgangszustand bestehenden Netzes und der „Stranded Costs“ der nach Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen nicht mehr nutzbaren Leitungen dieses Netzes erheblich höhere Mehrkosten für die Integration der dezentralen Erzeugung ergeben als bei einer reinen Grüne-Wiese-Betrachtung. Die Mehrkosten bei Szenario 3 betragen beispielsweise rund 12 %, nahezu unabhängig davon, ob ein „Zwischenschritt“ über die Netzvariante VE1 berücksichtigt wird oder nicht. Sie werden bei dieser Betrachtung somit mehr als doppelt so hoch ausgewiesen als bei der Grüne-Wiese-Betrachtung (siehe Bild 9.19).

Dabei ist anzumerken, dass die Stranded Costs hier spezifisch (d. h. pro Leitungs-Kilometer) in gleicher Höhe angenommen werden wie die Kosten tatsächlich genutzter Leitungen. Dies entspricht einer Abschätzung nach oben, da die Stranded Costs in der Praxis umso geringer ausfallen, je älter die nicht mehr nutzbaren Leitungen bereits sind.

Dennoch halten wir es für wichtig, den zusätzlichen kostentreibenden Effekt der nachträglichen Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in bestehende Netze bei einem Unternehmensvergleich zu beachten, da der Zubau der dezentralen Erzeugung teilweise eine hohe Dynamik aufweist und daher mitunter auch vergleichsweise junge Netze zu diesem Zweck erweitert oder umstrukturiert werden müssen.

9.2.4.3 Auswirkungen auf überlagerte Netzebenen

In den vorstehenden Abschnitten wurde in erster Linie die Netzkosten-treibende Wirkung von Erzeugungsanlagen in der jeweiligen Anschlussebene diskutiert. Gleichzeitig bewirkt die Integration von Erzeugungsanlagen in Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetze jedoch, dass ein geringerer Teil der Last durch Bezug aus überlagerten Ebenen gedeckt werden muss. Hierdurch tritt eine Entlastungswirkung auf, die – bei unterstellter Neuplanung des Netzes nach dem „Grüne-Wiese-Ansatz“ – zu einer Kostenreduktion in den überlagerten Ebenen führt.

Eine hierzu in 2004 durch Consentec im Auftrag der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte Untersuchung [16] hat jedoch ergeben, dass auch bei erheblichem Zubau dezentraler Erzeugung Kosteneinsparungen dieser Art maximal im kleinen einstelligen Prozentbereich zu erwarten sind, und dies auch nur in einem Teil der Netzebenen.

Diese Erkenntnis deckt sich mit dem am Ende von Abschnitt 9.2.4.1 bereits diskutierten Ergebnis, wonach die in der 380/110-kV-Umspannebene erzielbaren Kosteneinsparungen durch reduzierte Umspannkapazität – wenn überhaupt – nur einen kleinen Bruchteil der mit dem Anschluss der Erzeugungsanlage in der 110-kV-Ebene verbundenen Mehrkosten kompensieren können.

9.2.4.4 Schlussfolgerungen

Insgesamt lassen die dargestellten Ergebnisse daher die Schlussfolgerung zu, dass die Integration von Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat. Bei der Durchführung eines Unternehmensvergleichs sollte daher anhand geeigneter Kenngrößen geprüft werden, ob die ins Netz integrierte Erzeugungskapazität einen statistisch signifikanten Einfluss auf die Netzkosten hat.

Bei Einzelfallbetrachtungen kann, wie vorstehend aufgezeigt wurde, die Kostenwirkung der Integration von Erzeugungsanlagen mittels RNA quantifiziert werden, wobei durch pfadabhängige Optimierung auch Vorgaben durch die im Ausgangszustand bestehende Netzstruktur berücksichtigt werden können.

9.2.5 Leistungstransite

Bei Netzen der überregionalen Transportebene wird die Versorgungsaufgabe nicht nur durch die Versorgung von Lasten und – bei Stromnetzen – die Integration von Erzeugungsanlagen innerhalb des Netzgebiets bestimmt, sondern auch durch Transporte über die Grenzen des eigenen Netzgebiets hinweg und dabei insbesondere durch gebietsübergreifende Transite.

Der Einfluss von Leistungstransiten auf die Netzkosten wurde beispielhaft für Stromübertragungsnetze (Höchstspannungsebene) mittels RNA untersucht. Grundlage dieser Untersuchung ist die in Bild 9.24 dargestellte realitätsnahe Versorgungsaufgabe für ein 380-kV-Netz.

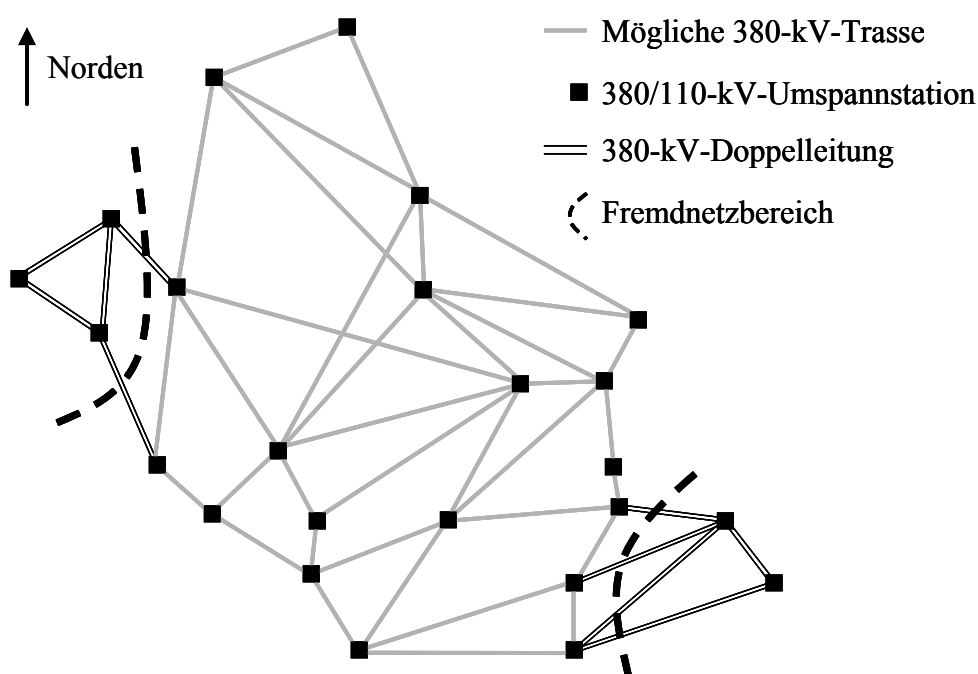


Bild 9.24: Realitätsnahes 380-kV-Netzgebiet für die Untersuchung der Kostenwirkung von Leistungstransiten mittels RNA

Das Netzgebiet umfasst eine Gesamtfläche von 45.000 km². Betrachtet werden 19 380/110-kV-Umspannstationen mit einer Gesamtlast von 8 GW, die innerhalb des Netzgebiets vollständig durch entsprechende Einspeisungen ausgeglichen wird. Die angrenzenden Fremdnetze im Westen und im Südosten des betrachteten Netzgebiets werden explizit, d. h. nicht als „Ward-Ersatznetz“ modelliert, wobei sowohl die Stromkreise in diesen Netzbereichen als auch die Kuppelleitungen für die Untersuchung als fest vorgegeben betrachtet werden.

Im untersuchten Netzbereich können alle nutzbaren Trassen mit Doppelleitungen belegt werden. Es wird einheitlich der Leiterseiltyp Al/St 265/35 in Viererbündeln verwendet. Als Schaltanlagenkonzept für die 380-kV-Schaltanlagen werden Doppelsammelschienen festgelegt.

Für die Untersuchung des Kosteneinflusses von Leistungstransiten wird in einem ersten Szenario das Referenznetz für die beschriebene Versorgungsaufgabe ohne Einspeisungen und Lasten in den Fremdnetzbereichen ermittelt. Die Last-/Einspeisesituation wird dabei durch eine Einspeisung von 2 GW im westlichen Netzgebiet charakterisiert, so dass sich bereits in diesem Szenario ein Leistungsfluss in West-Ost-Richtung ergibt. Für das zweite Szenario wird ein Leistungstransit vom westlichen Fremdnetz in das südöstliche Fremdnetz in Höhe von 1 GW angenommen, wodurch eine zusätzliche Belastung des Netzes in West-Ost-Richtung entsteht. Die resultierenden Referenznetze für beide Szenarien sind in Bild 9.25 dargestellt.

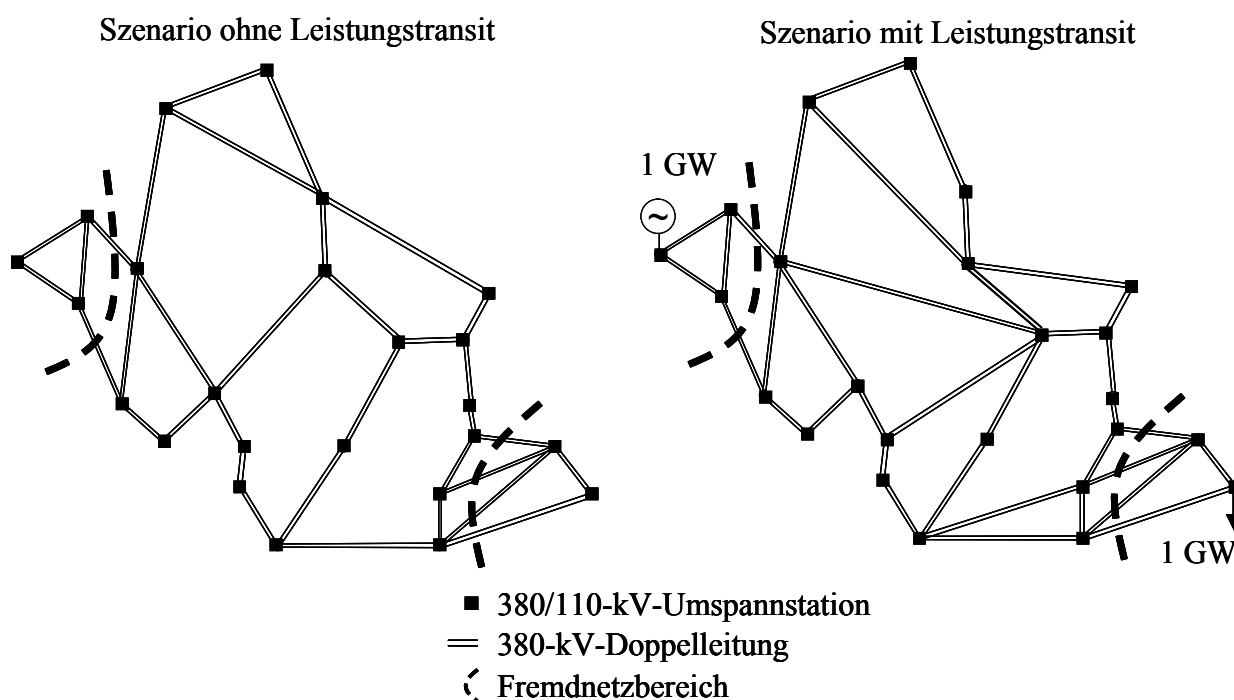


Bild 9.25: 380-kV-Referenznetze für die Szenarien ohne und mit Leistungstransit

Beide Referenznetze weisen eine stark vermaschte Struktur auf, was in Höchstspannungsnetzen aufgrund der hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit praxisüblich ist. Durch

die zusätzliche Belastung aufgrund des Transits ist es notwendig, im mittleren Netzbereich einen zusätzlichen Stromkreis zu realisieren. Zusätzlich muss die Vermaschung im südöstlichen Netzbereich erhöht werden. Diese Maßnahmen sind notwendig, da der Transit in dem links dargestellten Referenznetz zu einem unzulässigen Betriebszustand führen würde.

Die im Szenario mit Leistungstransit notwendige Realisierung zusätzlicher Leitungen in der Mitte des Netzgebiets verringert den Leistungsfluss über die Leitungen im nördlichen Teil des Netzgebiets. Dadurch kann wiederum auf die Nutzung einiger Trassen im Netzgebiet verzichtet werden.

Bild 9.26 zeigt die annuitätischen Netzkosten der Referenznetze für die beiden Szenarien.

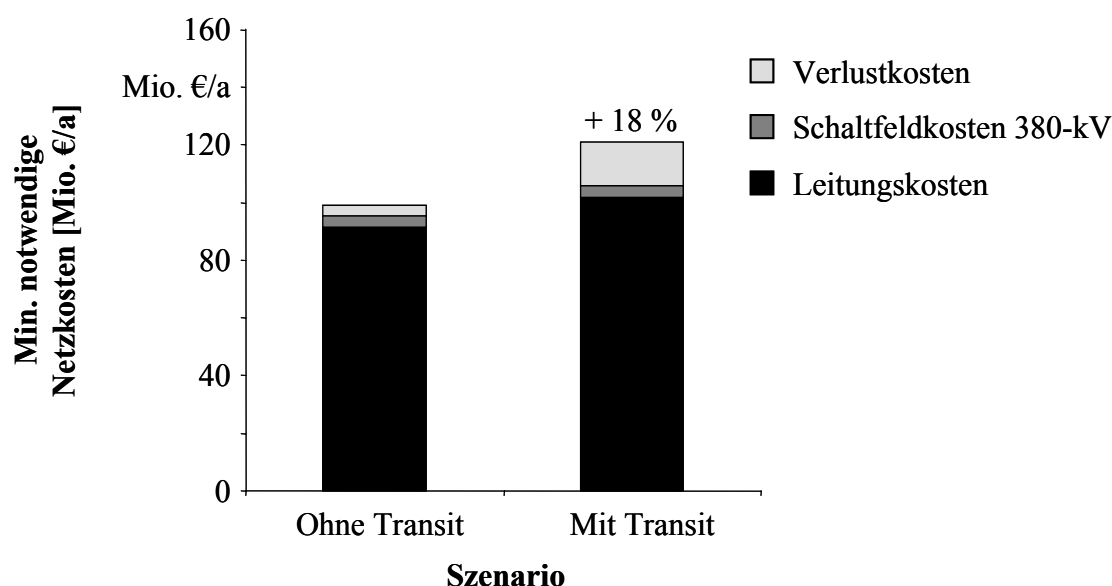


Bild 9.26: Annuitätische Netzkosten der Höchstspannungs-Referenznetze

Die Netzkosten sind im Szenario mit Leistungstransit um 18 % höher als im Szenario ohne Leistungstransit. Die zusätzlichen Kosten entstehen zum einen durch die erhöhte Stromkreislänge, da für den Leistungstransport zusätzliche Trassen benötigt werden. Zum anderen steigen die Netzverluste deutlich an, da einerseits die höhere Leitungsauslastung einen quadratischen Anstieg der Verluste bewirkt und andererseits die große Transportstrecke des Transits durch den Netzbereich in der ohnehin bereits dominierenden Leistungsflussrichtung die Netzverluste zusätzlich signifikant erhöht.

Das betrachtete Szenario zeigt den erheblichen Einfluss von Leistungstransiten auf die Netzkosten eines Höchstspannungsnetzes. Dieser Einfluss ist zudem stark von der geografischen Positionierung und Leistung der Einspeisungen und Lasten sowie der Transithöhe und -richtung abhängig. Aus diesem Grund sind keine allgemeinen Aussagen über den Kosteneinfluss von Leistungstransiten auf die Netzkosten möglich. Im Einzelfall kann dieser Kosteneinfluss jedoch mit Hilfe der RNA quantifiziert werden.

9.2.6 Inhomogenität der Versorgungsaufgabe

Neben der durchschnittlichen Anschlusszahl und der summarischen Höchstlast in einem Versorgungsgebiet kann auch deren Verteilung auf das Versorgungsgebiet kostenrelevant sein. Im allgemeinen ist davon auszugehen, dass diese Verteilung nicht homogen ist. Um den Einfluss der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe aufzuzeigen, wurden unterschiedliche Untersuchungen durchgeführt:

- Die hier als „mikroskopische“ Inhomogenität bezeichnete Verteilung der einzelnen Anschlusspunkte im betrachteten Gebiet wurde mittels RNA für Mittelspannungs-Stromnetze untersucht. Hierzu wurde für ein Gebiet mit vorgegebener Fläche, Gesamtlast und Stationszahl als Referenz zunächst die Referenznetz-Leitungslänge bei einer vollständig homogenen Verteilung der Anschlüsse über das Gebiet bestimmt. Anschließend wurden eine Vielzahl von Versorgungsaufgaben mit zufallsbestimmter und damit inhomogener, aber realitätsnaher Lastdichte- und Anschlussverteilung generiert und hierfür jeweils die Referenznetz-Leitungslängen ermittelt. Diese Leitungslängen wurden jeweils ins Verhältnis zur Referenz-Leitungslänge für die homogene Versorgungsaufgabe gesetzt und in Form von Häufigkeitsverteilungen dieser Verhältniszahlen aufgetragen. Diese Untersuchung wurde für Gebiete mit unterschiedlicher Lastdichte wiederholt, um deren Einfluss zu ermitteln. Bild 9.27 zeigt die erhaltenen Häufigkeitsverteilungen beispielhaft für Gebiete mit den Lastdichten 2 MW/km² und 0,4 MW/km².

Deutlich zu erkennen ist, dass die Leitungslänge bei inhomogenen Versorgungsaufgaben im Mittel um ca. 20 % geringer ist als im homogenen Fall. Dieses zunächst überraschende Ergebnis ist dadurch zu erklären, dass inhomogene Verteilungen im Vergleich zu homogenen immer Häufungen enthalten, die mit vergleichsweise geringer Leitungslänge pro Anschlusspunkt verbunden werden können.

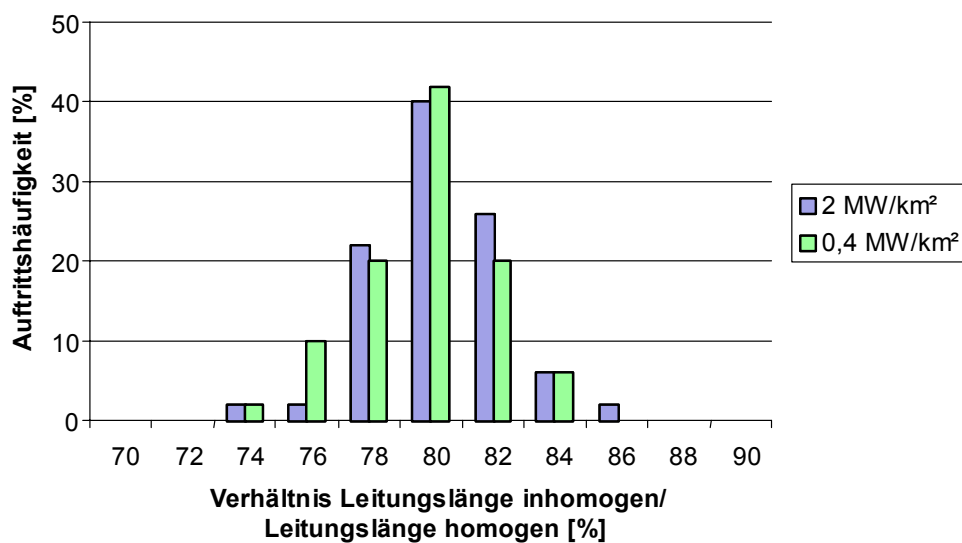


Bild 9.27: Einfluss „mikroskopischer“ Inhomogenität: Referenznetzlänge bei inhomogener Zufallsverteilung der Anschlusspunkte gegenüber homogener Verteilung

Die Streuung der Leitungslängen liegt in der Größenordnung von $\pm 5\%$. Die Aussage zum Verhältnis zwischen Leitungslängen inhomogener und homogener Versorgungsaufgaben ist somit sehr robust. Sie hängt zudem praktisch nicht von der Lastdichte des Gebiets ab. Im Hinblick auf den Vergleich realer, inhomogener Versorgungsaufgaben untereinander ist die Streubreite jedoch nicht vernachlässigbar, da hiermit entsprechende Kostenunterschiede verbunden sein können.

- In Abgrenzung dazu wird die ungleiche Verteilung der Last und/oder Anschlusszahl auf unterschiedliche Teilgebiete innerhalb eines Versorgungsgebiets hier als „makroskopische“ Inhomogenität bezeichnet. Sie wurde mittels MNA für Gasnetze untersucht: Bild 9.28 zeigt die Modellnetz-Leitungslängen für jeweils zwei gleich große Teilgebiete mit unterschiedlichen Lastdichte-Verhältnissen und, da die Last pro Anschlusspunkt als konstant vorgegeben wurde, entsprechend unterschiedlichen Anschlusszahlen-Verhältnissen.

Auch hier zeigt sich, dass die Gesamtleitungslänge umso geringer ist, je ungleicher Last und Anschlusszahl auf die beiden Teilgebiete aufgeteilt sind. Bei wachsender Ungleichverteilung steigt die Abweichung von der Leitungslänge im Fall der Gleichverteilung zunächst nur schwach, erreicht aber bei dem hier betrachteten maximalen Aufteilungsverhältnis von 19:1 mit knapp 20 % eine nennenswerte Größenordnung. (Die Aufteilung 20:0 ist hier nicht betrachtungsrelevant, da in einem der Teilgebiete dann kein Netz mehr benötigt wird, so dass es nicht mehr zur versorgten Fläche zählt.)

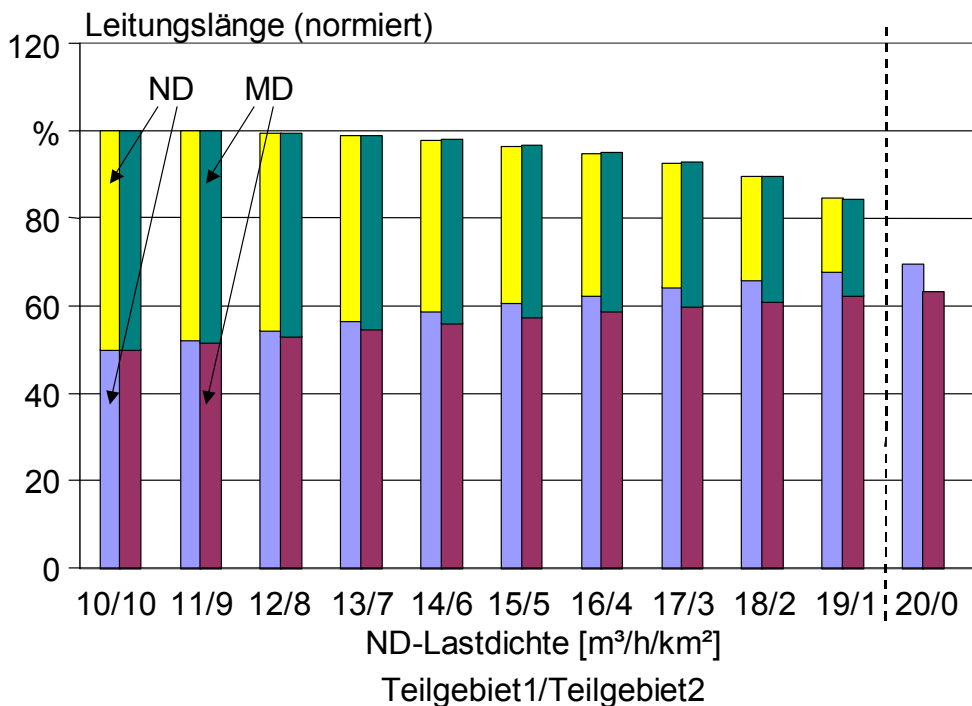


Bild 9.28: Einfluss „makroskopischer“ Inhomogenität: Modellnetzlängen bei unterschiedliche Lastdichteverteilung auf zwei (homogen strukturierte) Teilgebiete

Diese Untersuchungen belegen, dass auch die Inhomogenität der Last- oder Anschlussverteilung in einem Versorgungsgebiet nennenswerten Einfluss auf die Netzkosten haben kann. Ob dies beim Unternehmensvergleich – etwa durch geeignete Flächendefinitionen oder durch Verwendung teilgebietsbezogener Daten – berücksichtigt werden muss, hängt wie bei anderen Kostentreibern davon ab, inwieweit sich das Ausmaß dieses Einflusses von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheidet.

9.2.7 Historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Wie bereits verschiedentlich hervorgehoben wurde, hat die historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe und auch anderer planungsrelevanter Randbedingungen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Netze. Von einer reinen Zeitpunktbetrachtung mittels MNA oder RNA auf Basis des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ wird dieser Einfluss nicht erfasst, was je nach Aufgabenstellung auch durchaus akzeptabel oder sogar gewünscht sein kann.

Bei einem Unternehmensvergleich darf die historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe jedoch insbesondere dann nicht außer Acht gelassen werden, wenn sie bei einem Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern signifikant anders verlaufen ist als bei anderen Netzbetreibern und hierdurch erhebliche Kostenunterschiede begründet sein können.

Eine solche Situation besteht in Deutschland beispielsweise im Hinblick auf die ostdeutschen Netze: Dort sind seit der Wiedervereinigung in kurzem Zeitraum erhebliche Lastreduktionen und -verschiebungen eingetreten, die die Auslastung der bestehenden Netze stark beeinträchtigt und – in Verbindung mit dem teilweise großen Erneuerungsbedarf der Netzanlagen – zu umfangreichen Umstrukturierungsmaßnahmen geführt haben. Wir zeigen in Abschnitt 9.2.7.2 an diesem Beispiel auf, welchen Einfluss solche Entwicklungen auf die Netzkosten haben können und wie dieser mittels RNA durch pfadabhängige Optimierung untersucht werden kann. Zuvor fassen wir die bereits in Abschnitt 9.2.4.2 im Zusammenhang mit den Untersuchungen zur dezentralen Erzeugung erläuterte Methodik der pfadabhängigen Optimierung zusammen.

9.2.7.1 Pfadabhängige Optimierung mittels RNA

Die bereits in Abschnitt 9.2.4.2 vorgestellte Vorgehensweise für die RNA unter Berücksichtigung des Entwicklungspfad der Versorgungsaufgabe („pfadabhängige Optimierung“) lässt sich in folgenden Untersuchungsschritten zusammenfassen:

1. Ausgangspunkt für eine pfadabhängige Optimierung kann sowohl ein Referenznetz für eine gegebene Versorgungsaufgabe als auch eine reale Netzstruktur sein. Dabei können auch Teilbereiche von derzeit oder ehemals bestehenden Netzstrukturen als Ausgangspunkt betrachtet werden. Die Versorgungsaufgabe, die durch das Netz in diesem Ausgangspunkt erfüllt wird, wird im Folgenden als V_0 bezeichnet.
2. Sämtliche in diesem Ausgangszustand genutzten Betriebsmittel stellen fixe Planungsvorgaben für die RNA dar, d. h. diese Betriebsmittel müssen entsprechend ihrem Einsatzort im Ausgangszustand auch in den zu ermittelnden Referenznetzen enthalten sein.
3. Die RNA wird dann unter Beachtung dieser Planungsvorgaben für eine zu untersuchende Versorgungsaufgabe V_1 durchgeführt. Das ermittelte Referenznetz ist die kostengünstigste Netzstruktur zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe V_1 , wenn unterstellt wird, dass

aufgrund eines kurzfristigen Übergangs von V0 auf V1 ein Rückbau der Betriebsmittel im Ausgangszustand nicht wirtschaftlich durchführbar ist.

4. In Einzelfällen ist die Nutzung der vorgegebenen Betriebsmittel aufgrund technischer Restriktionen im Referenznetz nicht möglich, beispielsweise bei Vorgabe einer bestimmten anzustrebenden Netzstruktur (vgl. Erläuterungen in Abschnitt 9.2.4.2). In diesem Fall müssen die Kosten dieser Betriebsmittel dennoch bei Berechnung der annuitätischen Netzkosten des Referenznetzes berücksichtigt werden, da zugrunde gelegt wird, dass die hiermit verbundenen Investitionen bereits erfolgt sind.
5. Durch sukzessive Anwendung der RNA in der beschriebenen Weise können auch längere Entwicklungspfade nachgebildet werden. Beispielsweise kann unter Vorgabe des für den Zustand V1 ermittelten Referenznetzes ein Referenznetz für eine neue, auf dem Entwicklungspfad später eintretende Versorgungsaufgabe V2 ermittelt werden. Betriebsmittel, die im Laufe des Entwicklungspfades der Versorgungsaufgabe auf wirtschaftliche Weise abgebaut werden können, stellen dabei keine Planungsvorgabe für spätere Entwicklungsschritte mehr dar.

Die pfadabhängige Optimierung mittels RNA unterstellt, dass zu jedem betrachteten Zeitpunkt die Realisierung des unter Beachtung bestehender Betriebsmittel effizientesten Netzes tatsächlich möglich ist. Dabei wird jedoch vernachlässigt, dass die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe für den Netzbetreiber mit teilweise erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. In der Realität führen deshalb die Planungsentscheidungen des Netzbetreibers nicht notwendigerweise zu einer für die tatsächliche zukünftige Versorgungsaufgabe effizienten Netzstruktur. Dennoch können diese Entscheidungen unter Beachtung der Planungsunsicherheiten wirtschaftlich optimale Entscheidungen darstellen.

Auch die Auswirkungen solcher Unsicherheiten auf die optimale Entwicklung des Netzes können grundsätzlich durch Anwendung der pfadabhängigen Optimierung quantitativ abgeschätzt werden, indem hinreichend viele Zeitpunkte der historischen Entwicklung betrachtet und Varianten bezüglich der jeweils zugrunde gelegten Annahmen zur Lastentwicklung betrachtet werden.

9.2.7.2 Beispieluntersuchung: Lastentwicklung in Ostdeutschland

Die im Folgenden dargestellte Untersuchung betrachtet die Auswirkungen der häufig als Sondereffekt diskutierten Entwicklung der Last- und Anschlussdichte nach der Wiedervereinigung in den neuen Bundesländern. Entgegen den Erwartungen aus der Zeit vor 1990 kam es in vielen Gebieten zu einem überdurchschnittlich starken Rückgang sowohl der Last als auch der Anschlusszahl mit der Folge der Überdimensionierung der bestehenden und nicht kurzfristig zurückzubauenden Netzstrukturen. Gleichzeitig entstanden durch die Erschließung von zuvor nicht in die Planungen einbezogenen Neubau- und Gewerbegebieten Versorgungsflächen, die in diese überdimensionierten Netzstrukturen gleichwohl zusätzlich integriert werden mussten. Das Auseinanderlaufen von prognostizierter und tatsächlicher Entwicklung der Versorgungsaufgabe ist anhand typischer zahlenmäßiger Verhältnisse, die auch der nachfolgend beschriebenen Untersuchung zugrunde liegen, in Bild 9.29 in stilisierter Form dargestellt.

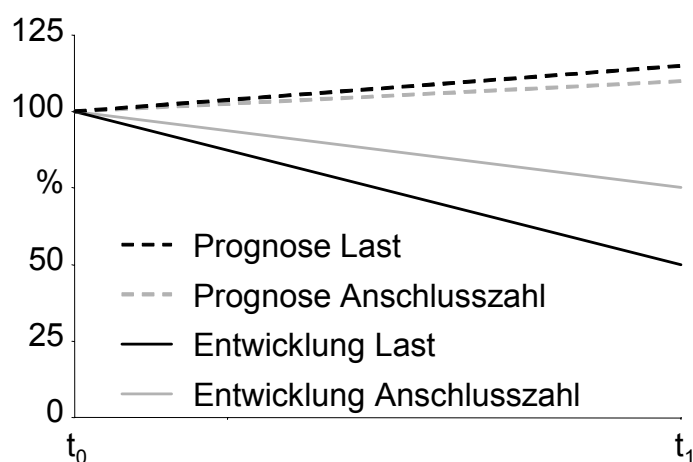


Bild 9.29: Stilisierte Darstellung der Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Entwicklung von Last- und Anschlussdichte typischer Versorgungsgebiete in Ostdeutschland

AKM können auf unterschiedliche Art und Weise zur Bewertung der Auswirkungen derartiger Fehlprognosen eingesetzt werden. Die MNA kann einerseits den grundsätzlichen Zusammenhang zwischen Prognosefehler und daraus resultierenden Kosten ermitteln, andererseits bei einer teilgebietsweisen Anwendung z. B. zur Approximation der Zusatzkosten für die Erschließung neuer Neubau- und Gewerbegebiete eingesetzt werden.

Mit der RNA können hingegen die historisch bedingten Zusatzkosten sehr genau quantifiziert werden. Dies erfordert die sequenzielle Anwendung für mehrere Zeitpunkte (pfadabhängige Optimierung). So kann z. B. abgebildet werden, dass die Netzdimensionierung bei einem schnellen Lastrückgang in der Regel nur stark zeitverzögert reduziert werden kann (durch aktiven Rückbau oder durch reduzierte Dimensionierung bei der nächsten Erneuerung).

Die Anwendung von AKM, aber auch aller anderen denkbaren Methoden zur Analyse der Auswirkungen von historischen Entwicklungen erfordert auch Daten zur Netzhistorie, insbesondere die Definition eines Ausgangszustands der Entwicklung, d. h. der zu diesem Zeitpunkt bestehenden Versorgungsaufgabe. Zusätzlich ist festzulegen, welche Netzstruktur als Ausgangspunkt für die folgenden Untersuchungen betrachtet wird. Je nach Fragestellung kommen sowohl die zum Ausgangspunkt tatsächlich bestehende als auch eine für die damalige Versorgungsaufgabe optimierte Struktur in Betracht.

In der hierzu beispielhaft durchgeführten Untersuchung wurde das in Bild 9.30 dargestellte Gas-Versorgungsgebiet betrachtet. Die RNA erfolgte dabei unter der Prämisse, drei funktionale Netzebenen auf den Druckstufen Nieder-, Mittel- und Hochdruck zu realisieren, für die die in Bild 9.30 gezeigten Trassen genutzt werden können. Zur Bestimmung des Ausgangszustands wurde zunächst das Referenznetz für den Zeitpunkt t_0 (entsprechend der Bezeichnung in Bild 9.29) ermittelt, welches in Bild 9.31 dargestellt und mit dem Druckprofil der Niederdruckebene hinterlegt ist. Dieses Netz ist die kostenminimale Netzstruktur zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe im Zeitpunkt t_0 .

Die durch eine Fehlprognose der Entwicklung der Versorgungsaufgabe entstehenden Kosten lassen sich durch Vergleich des effizienten Netzes zur Erfüllung der hier beispielhaft durch einen Rückgang der Last um 50 % und der Anschlusszahl um 25 % charakterisierten Versorgungsaufgabe im Zeitpunkt t_1 bei Grüne-Wiese-Planung mit dem Referenznetz für diesen Zeitpunkt unter Beachtung der bereits bestehenden Netzstruktur ermitteln. Eine Grüne-Wiese-Planung unter vollständiger Vernachlässigung des existierenden Anlagenbestandes unterstellt den Rückbau sämtlicher zum Zeitpunkt t_0 vorhandener Betriebsmittel bis zum Zeitpunkt t_1 . Liegen t_0 und t_1 zeitlich nahe beieinander, würden für die rückgebauten Betriebsmittel jedoch zwangsläufig Stranded Costs (und zusätzlich gerade in Gasnetzen nicht zu vernachlässigende Rückbaukosten) anfallen. Diese Betriebsmittel können daher bei der Ermittlung von Referenznetzen unter Beachtung bestehender Anlagen als vorgegeben betrachtet werden.

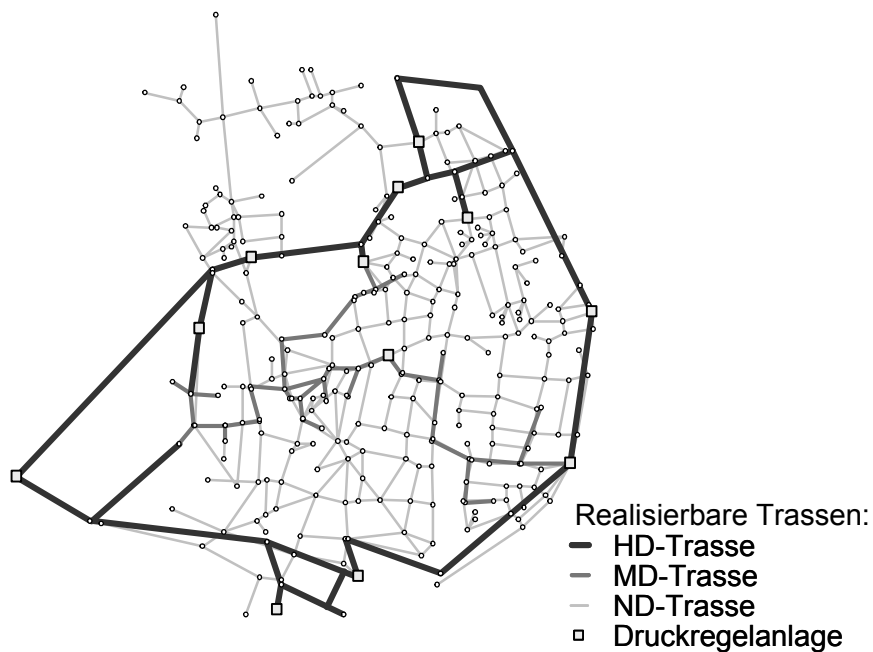


Bild 9.30: Betrachtetes Gas-Versorgungsgebiet zur Quantifizierung der Auswirkungen von Fehlprognosen der Lastentwicklung

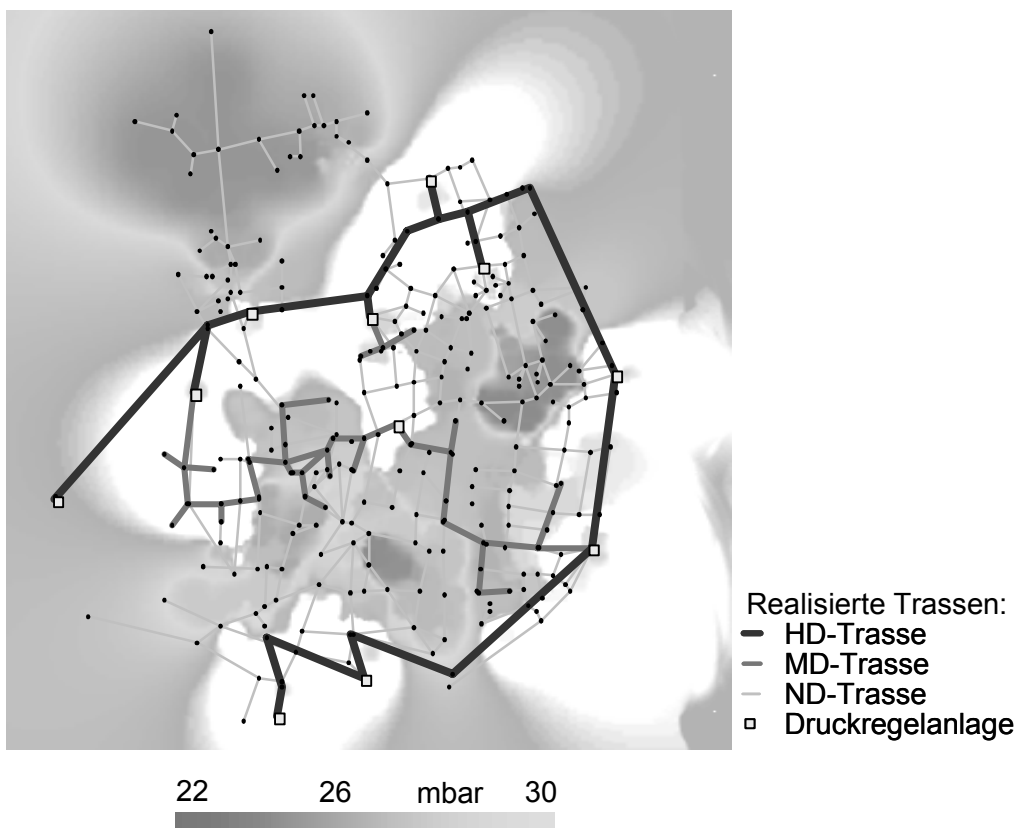


Bild 9.31: Referenznetz zum Zeitpunkt t_0 (100 % der Last- und Anschlussdichte)

In Bild 9.32 ist das Referenznetz für den Zeitpunkt t_1 zunächst noch bei Grüne-Wiese-Planung dargestellt. Diese Netzstruktur unterscheidet sich in einigen Teilen des Netzgebietes erheblich von dem Netz im Ausgangszustand zum Zeitpunkt t_0 . Da der Zeitraum zwischen t_0 und t_1 in vielen Gebieten Ostdeutschlands typischerweise nur wenige Jahre betrug, war ein Übergang vom effizienten Netz zum Zeitpunkt t_0 (Bild 9.31) auf die zum Zeitpunkt t_1 (Bild 9.32) effiziente Netzstruktur im der Regel nicht möglich. Die RNA bei Grüne-Wiese-Planung ermittelt daher nicht das unter Beachtung existierender Anlagen kostenminimale Netz.

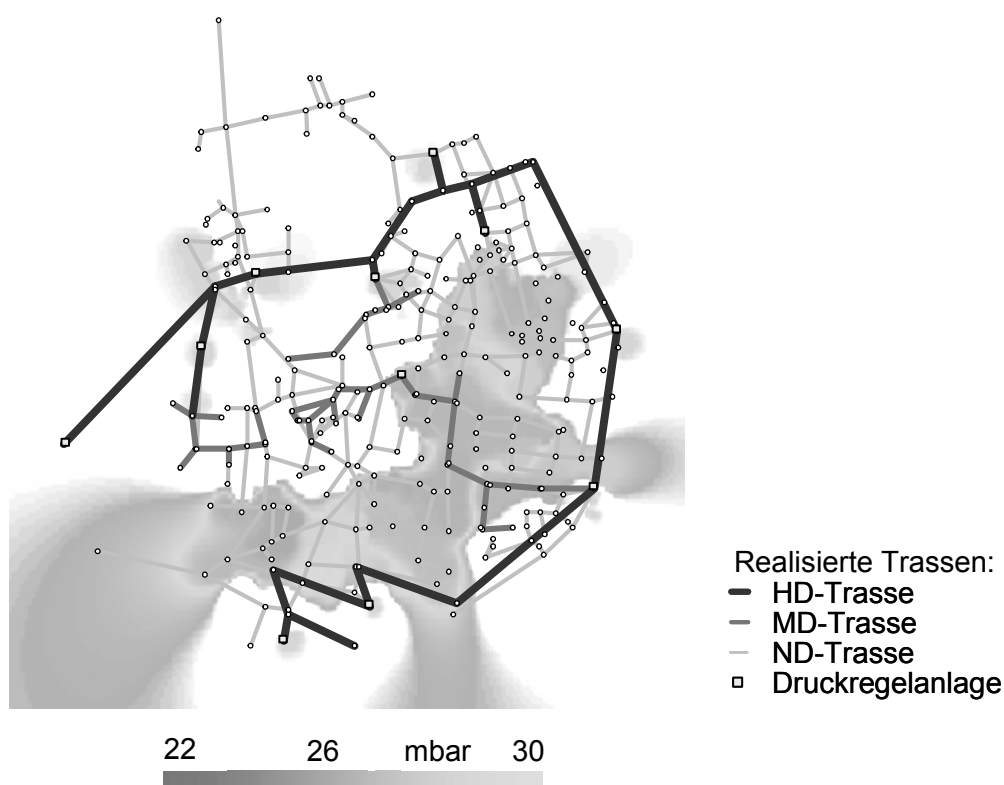


Bild 9.32: Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 bei Grüne-Wiese-Planung

Um das Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 bei Beachtung des bereits vorhandenen Anlagenbestandes zu ermitteln, werden alle zu diesem Zeitpunkt noch in Betrieb befindlichen Betriebsmittel als feste Vorgabe betrachtet. Die Realisierung derartiger Betriebsmittel stellt somit keinen Freiheitsgrad der Netzplanung mehr dar. Folglich sind die möglichen minimalen Kosten des Referenznetzes bereits durch die Kosten dieses Anlagenbestandes definiert, da die RNA allenfalls zusätzliche Betriebsmittel über den vorgegebenen Anlagenbestand hinaus als technisch notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll identifizieren kann.

Falls die Entwicklung der Versorgungsaufgabe zwischen t_0 und t_1 derart kurzfristig erfolgte, dass keines der im Ausgangszustand vorhandenen Betriebsmittel abgebaut werden konnte, ist das Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 identisch zum Referenznetz im Zeitpunkt t_0 . Die Differenz der Kosten zwischen diesem Netz und dem Referenznetz im Zeitpunkt t_1 bei Grüne-Wiese-Planung stellt die Kosten derjenigen Betriebsmittel dar, die in der Vergangenheit benötigt wurden, aktuell aber verzichtbar wären. Die Kosten der effizienten Netzstrukturen zu den Zeitpunkten t_0 und t_1 bei Vernachlässigung und unter Berücksichtigung existierender Anlagen zeigt Bild 9.33.

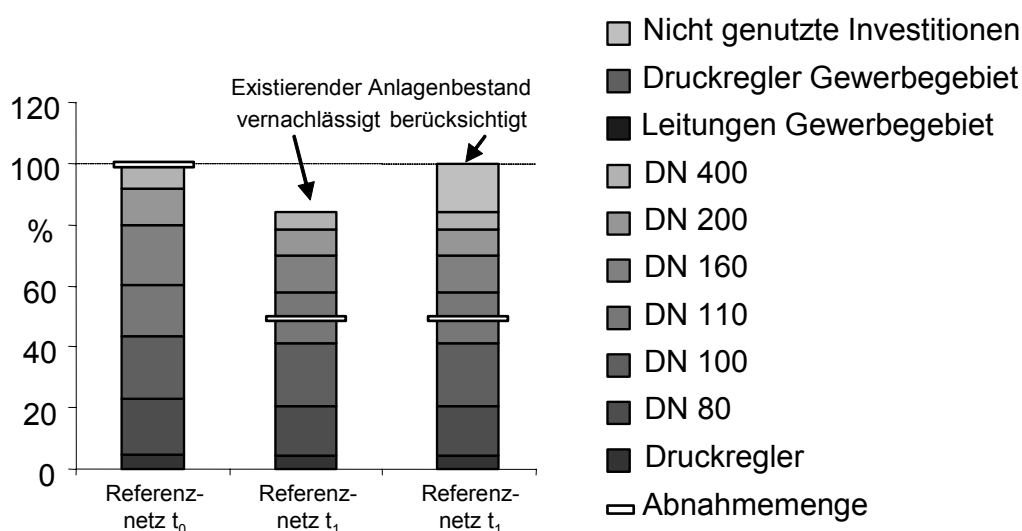


Bild 9.33: Netzkosten der effizienten Netzstrukturen zum Zeitpunkt t_0 und t_1

Die Untersuchungsergebnisse zeigen zum einen, dass die Kosten des Referenznetzes zum Zeitpunkt t_1 selbst bei „Grüne-Wiese“-Planung deutlich unterproportional zur Abnahmemenge im betrachteten Versorgungsgebiet sinken. Dies ist wesentlich darauf zurückzuführen, dass die Anschlussdichte nach Bild 9.29 nicht im gleichen Maße wie die Lastdichte sinkt und der Zusammenhang zwischen Anschlussdichte und Netzkosten, wie mittels MNA ermittelt, einer Quadratwurzelfunktion entspricht. Diese Erkenntnis ist unter anderem dann zu berücksichtigen, wenn die Netzentgelte west- und ostdeutscher Netzbetreiber miteinander verglichen werden, da die Lasthöhe als Bezugsgröße in die Entgelte eingeht.

Zum anderen wird anhand der Kosten der zum Zeitpunkt t_1 nicht mehr nutzbaren Betriebsmittel deutlich, dass ein Vergleich von Netzbetreibern allein anhand der Netzkosten und der Abnahmemenge zum Zeitpunkt t_1 dann nicht sachgerecht ist, wenn ein starker Lastrückgang

in einem kurzen Zeitraum aufgetreten ist, in dem der Rückbau existierender Anlagen nicht möglich war, und die Fehlprognose der Lastentwicklung nicht durch den Netzbetreiber zu verantworten ist.

Es wurde zusätzlich untersucht, welche Auswirkungen die Integration eines (neuen) Gewerbegebietes in die Versorgungsaufgabe auf Struktur und Kosten des Referenznetzes hat. Die erweiterte Versorgungsaufgabe nach Integration des Gewerbegebietes zeigt Bild 9.34. Analog zur vorherigen Untersuchung wurde unterstellt, dass ein Rückbau von Betriebsmitteln zwischen t_0 und t_1 nicht möglich war und somit das Referenznetz vom Zeitpunkt t_0 zum Zeitpunkt t_1 noch besteht. Um die kurzfristig notwendige Integration des Gewerbegebietes in diese Netzstruktur nachzubilden, erfolgt die Ermittlung des Referenznetzes für die erweiterte Versorgungsaufgabe erneut unter Berücksichtigung des zum Zeitpunkt t_0 und t_1 existierenden Anlagenbestandes. Das ermittelte Referenznetz zeigt Bild 9.35.

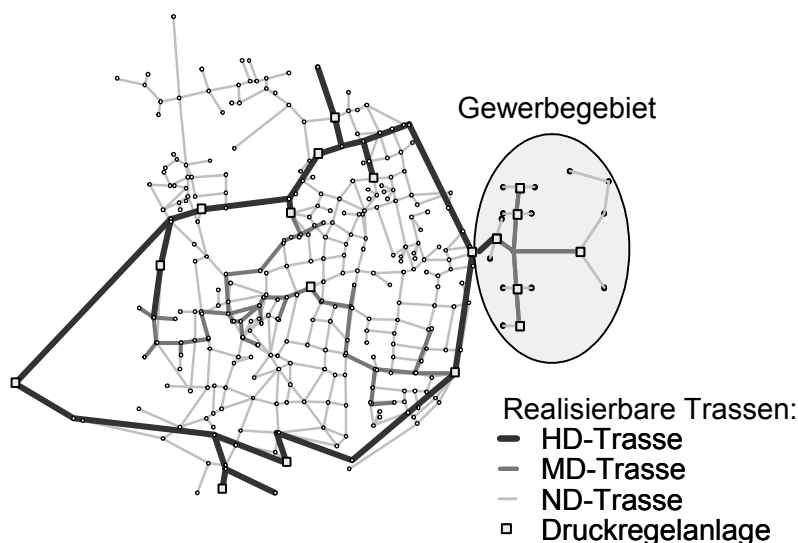


Bild 9.34: Erweitertes Gas-Versorgungsgebiet nach Integration eines Gewerbegebietes

In Bild 9.36 sind die Kosten der ermittelten Referenznetze dargestellt. Es zeigt sich, dass das unter Beachtung existierender Anlagen effiziente Netz nach Integration des Gewerbegebietes höhere Kosten aufweist als das Referenznetz zum Zeitpunkt t_0 , trotz des Rückgangs der Lastdichte auf 60 % der Last im Ausgangszustand. Dieses Ergebnis belegt, dass die durch den Netzbetreiber nicht zu vertretenden Kosten bei Ermittlung des Referenznetzes unter Vernachlässigung des existierenden Anlagenbestandes tendenziell unterschätzt werden.

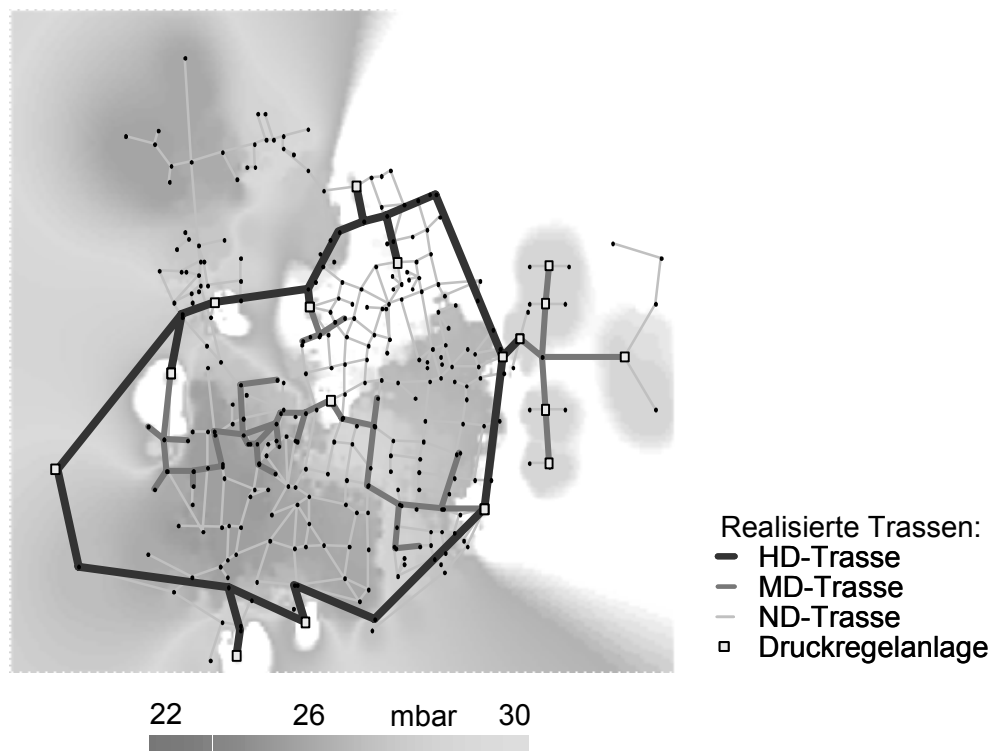


Bild 9.35: Referenznetz mit Integration des Gewerbegebietes in die bestehende Netzstruktur

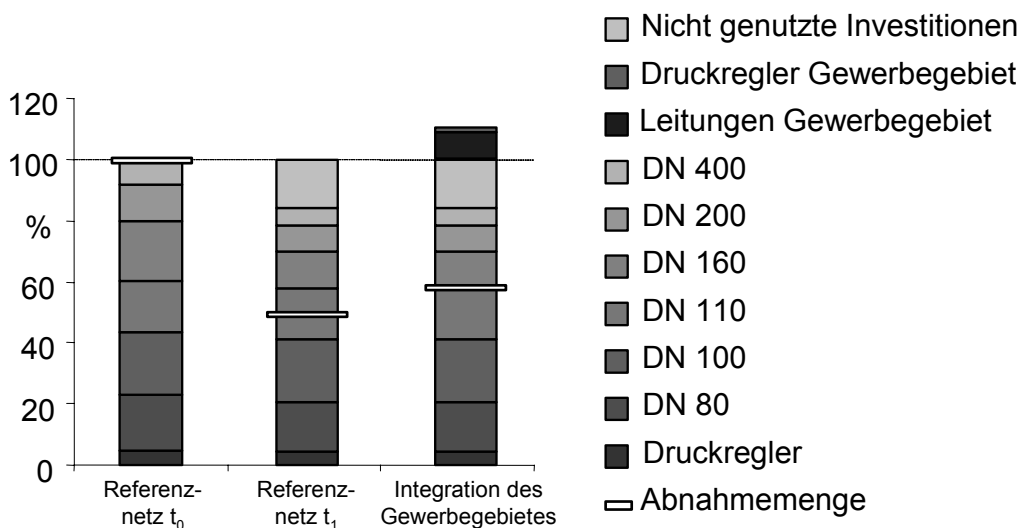


Bild 9.36: Netzkosten zu den Zeitpunkten t_0 , t_1 und nach Integration des Gewerbegebietes

Die Betrachtung existierender Betriebsmittel als Planungsvorgabe erlaubt jedoch die Bestimmung des effizienten Netzes unter Beachtung des Ausgangszustandes. Die RNA kann so zur Bewertung der Auswirkungen von historischen Entwicklungen verwendet werden.

Die an der beispielhaften Untersuchung aufgezeigte Anwendungsweise der RNA bietet sich insbesondere für die Abschätzung der Auswirkungen wesentlicher historischer Entwicklungen der Versorgungsaufgabe in Einzelfällen oder in repräsentativen, auf eine größere Zahl von Netzbetreibern übertragbaren Fällen an. Eine Anwendung auf alle Netzbetreiber unter zeitlich hoch aufgelöster Berücksichtigung der historischen Entwicklung ist dagegen allein aus Mangel an detaillierten Daten zur Versorgungsaufgabe zu vergangenen Zeitpunkten kaum möglich. Entwicklungen, die wesentlichen Kosteneinfluss haben und eine größere Zahl von Netzbetreibern betreffen, können jedoch auch auf einfachere Weise berücksichtigt werden, sofern die Kostenwirkung, wie oben gezeigt, durch generalisierbare Untersuchungen bestätigt werden kann. Für den speziellen Fall der Auswirkungen der deutschen Wiedervereinigung können im Hinblick auf einen Unternehmensvergleich insbesondere folgende Ansätze in Betracht gezogen und mit statistischen Methoden auf ihre Signifikanz hin untersucht werden:

- Im einfachsten Fall kann eine Variable zur Unterscheidung der Belegenheit von Netzen (Ost/West) beim Benchmarking berücksichtigt werden. Dabei würde jedoch unterstellt, dass alle ostdeutschen Netzbetreiber näherungsweise gleich stark von den oben beschriebenen Entwicklungen der Versorgungsaufgabe betroffen sind.
- Eine genauere Unterscheidung ist möglich, indem Informationen über einen oder mehrere vergangene Zustände der Versorgungsaufgabe in aggregierter Form berücksichtigt werden, wobei sich hier der Zeitpunkt der Wiedervereinigung anbieten würde. Denkbar wären z. B. Angaben zu Höchstlasten und Zahlen von Anschlusspunkten, ggf. differenziert nach Netzebenen.
- Wenn zur Berücksichtigung der Inhomogenität von Versorgungsgebieten teilgebietsbezogene Daten verwendet werden, z. B. zur Ermittlung von „Modellnetz-Leitungslängen“ als zusätzliche Strukturvariablen, können – soweit vorhanden – entsprechende Daten auch für einen vergangenen Zeitpunkt erhoben und berücksichtigt werden, etwa zur Ermittlung einer weiteren Strukturvariablen zur Abbildung der Versorgungsstruktur im Zeitpunkt der Wiedervereinigung. Alternativ könnte auch nur der höhere Wert der „Modellnetz-Leitungslänge“ zu den beiden betrachteten Zeitpunkten (heute und Zeitpunkt der Wiedervereinigung) als Strukturvariable herangezogen werden.

9.3 Erkenntnisse zur Mengenabhängigkeit der Netzkosten

Die durch die modellbasierte Kostentreiberanalyse gewonnenen Erkenntnisse über die dominanten Einflussfaktoren auf das Anlagen-Mengengerüst und die Kosten von Netzen sowie die funktionalen Formen dieser Zusammenhänge können genutzt werden, um Näherungsformeln zu Abschätzung der Kostenwirkungen von Änderungen dieser dominanten Einflussfaktoren herzuleiten [17, 18]. Solche Berechnungsvorschriften können z. B. eingesetzt werden, um innerhalb von Regulierungsperioden die für die Netzbetreiber festgelegten Erlös- bzw. Entgeltpfade an zwischenzeitlich (z. B. jährlich) eingetretene Änderungen der relevanten Eigenschaften des Absatz-Mengengerüsts anzupassen.

Als dominante Einflussfaktoren im Bereich der Versorgungsaufgabe wurden die versorgte Fläche, die Zahl der Anschlusspunkte und die Lasten an den Anschlusspunkten erkannt. Steigerungen dieser Größen können Netzausbaubedarf und somit zusätzliche Netzkosten bedingen, wobei das Ausmaß des Kostenzuwachses davon abhängt, welche dieser Größen sich wie verändern. In Gasnetzen hängt der Netzausbaubedarf bei einer Zunahme der Zahl der Anschlusspunkte zudem davon ab, ob neue Anschlusspunkte im bereits erschlossenen Gebiet oder aber in neu zu erschließendem Gebiet hinzukommen.

Die Änderung der Netzkosten kann unter bestimmten vereinfachenden Annahmen als näherungsweise proportional zu den je nach Netzebene wesentlichen Anlagenmengen unterstellt werden, d. h. den Leitungslängen bei Leitungs-Netzebenen und den Kapazitäten von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen in den durch diese Anlagen gebildeten Ebenen. Angenommen wird hierbei vor allem, dass die nicht unmittelbar anlagenbezogenen Kosten (Verwaltung etc.) proportional zu den anlagenbezogenen Kosten sind und keine Skaleneffekte auftreten. Diese Annahmen erscheinen bei kleinen Mengenänderungen, um die es bei der jährlichen Anpassung des Erlös- oder Entgeltpfades in der Regel geht, zulässig.

Unter diesen Annahmen kann die Kostenänderung für jede Netzebene aus der durch Änderungen der dominanten Einflussfaktoren bedingten Änderung der jeweiligen Anlagenmengen abgeschätzt werden, wobei – ebenfalls vereinfachend – unterstellt wird, dass die Anlagenmengen den Änderungen der Einflussfaktoren kontinuierlich, d. h. ohne signifikante Sprünge folgen.

Wie die modellbasierte Kostentreiberanalyse ergeben hat, sind die Leitungslängen durchschnittlich und in erster Näherung proportional zur Quadratwurzel der Zahl der Anschlusspunkte und der Fläche des versorgten Gebiets, und die Summenkapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen ist näherungsweise proportional zur jeweils unterlagerten Höchstlast. Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge kann bei Kenntnis der Änderungen dieser dominanten Kostentreiber (Zahl der Anschlusspunkte, Fläche des versorgten Gebiets, Höchstlast) ein separater Faktor („Kosten-Mengen-Faktor“) für die Mengenabhängigkeit der Netzkosten jeder einzelnen Netzebene ermittelt werden. Ein übergreifender Kosten-Mengen-Faktor für das gesamte Netz eines Netzbetreibers kann dann als gewichteter Mittelwert der netzebenenspezifischen Faktoren berechnet werden, wobei die Gewichtung anhand der Kosten je Netzebene im Ausgangszustand erfolgen sollte.

Bei der Anwendung dieser Vorgehensweise auf Stromnetze sind folgende Aspekte zu beachten:

- Eine kontinuierliche Anpassung des Anlagenbestands an (kleine) Mengensteigerungen kann für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze näherungsweise unterstellt werden, nicht jedoch für Höchstspannungsnetze. Für letztere ist diese Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Mengenänderungen somit nicht geeignet.
- Eine Anpassung des Anlagenbestands an Mengenrückgänge (Lastabnahme an bestehenden Anschlüssen oder Wegfall von Anschlusspunkten) erfolgt in der Regel erst mittel- bis langfristig im Zusammenhang mit anderen Ausbau-, Erneuerungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen im betroffenen Netzgebiet. Angesichts des für die Anwendung der Kosten-Mengen-Faktoren relevanten Zeitbereichs von bis zu einer Regulierungsperiode ist es daher plausibel, Mengenrückgänge bei der Anpassung nicht zu berücksichtigen.
- Zur Approximation der (relativen) Änderungen der Anschlusszahlen können, sofern hierzu keine genauen Angaben vorliegen, die (relativen) Änderungen der Kundenzahlen je Netzebene herangezogen werden. Es ist aber zu beachten, dass eine Zunahme der Anschlusszahlen in der Mittel- und Hochspannungsebene nicht nur durch Hinzukommen von Endkunden in diesen Ebenen hervorgerufen wird, sondern auch durch Zunahme der Last und/oder Anschlusszahl in den unterlagerten Ebenen und die damit verbundene Zunahme der Zahl der Umspannstationen. Diese Kaskadierung von Mengenänderungen ist von der Niederspannungsebene ausgehend für alle überlagerten Ebenen zu berücksichtigen.

- Falls Angaben zur Änderung der Höchstlasten je Netzebene nicht im erforderlichen Zeitraster ermittelt werden können, können – beruhend auf der Annahme, dass sich die Nutzungsdauern der Lasten im Netzgebiet kurzfristig allenfalls geringfügig ändern – alternativ die Änderungen der Energiemengen (in kWh) herangezogen werden.
- Falls keine detaillierten Informationen über Änderungen der versorgten Fläche verfügbar sind, können näherungsweise folgende Zusammenhänge zwischen der Zunahme der Anschlusszahl und der versorgten Fläche je Netzebene unterstellt werden:
 - In der Niederspannungsebene stehen Neuanschlüsse praktisch immer im Zusammenhang mit Gebietserweiterungen, so dass näherungsweise von einer relativen Zunahme der versorgten Fläche in Höhe der relativen Zunahme der Anschlusszahl ausgegangen werden kann.
 - In der Mittelspannungsebene können Neuanschlüsse sowohl zur Gebietserweiterung führen (z. B. Neubaugebiete auf zuvor landwirtschaftlich genutzten und nicht vom Mittelspannungsnetz abgedeckten Flächen) als auch in bereits versorgtem Gebiet auftreten (z. B. Zubau von Umspannstationen zur Niederspannungsebene wegen Lastzuwachs im bestehenden Versorgungsgebiet). Soweit keine genaueren Angaben hierzu vorliegen, kann in erster Näherung ein relativer Flächenzuwachs in Höhe der Hälfte der relativen Zunahme der Anschlusszahl angesetzt werden.
 - Hochspannungsnetze decken bereits heute praktisch das gesamte für Neuansiedlungen in Frage kommende Gebiet ab, so dass die versorgte Fläche hier näherungsweise als unveränderlich unterstellt werden kann.

Für Gasnetze sind ergänzend oder abweichend folgende Aspekte zu beachten:

- Analog zu den Ausführungen für Stromnetze ist die hier dargestellte Vorgehensweise zur Ermittlung von Kosten-Mengen-Faktoren nur auf Gasverteilungsnetze, nicht jedoch auf Netze der Ferntransportebene anwendbar.
- Da eine systematische Unterteilung in unterschiedliche Verteilungs-Netzebenen bei Gasnetzen im Gegensatz zu Stromnetzen nicht üblich ist, erscheint es hier sinnvoller, die Leitungs-Netzebenen und die Regelanlagen unabhängig von ihren Nenndrücken jeweils gebündelt zu betrachten, so dass die Kaskadierung von Lasten und Anschlusszahlen entfällt.

- Die Ausführungen zur Nichtberücksichtigung von Mengenrückgängen und zur Approximation von Anschlusszahlen und Höchstlasten gelten für Gasnetze analog.
- Ein wesentlicher Unterschied ergibt sich in Bezug auf die Ermittlung der Flächenänderung. Aufgrund der meist nur teilweisen Gebietserschließung ist die durch ein Gasnetz versorgte Fläche in einem Versorgungsgebiet üblicherweise geringer als die vom Stromnetz versorgte Fläche im gleichen Gebiet. Zudem liegt der Anschlussgrad im mit Gasnetzen erschlossenen Teil des Gebiets in der Regel (teilweise erheblich) unter 100%. Neuanschlüsse können also sowohl auf bereits erschlossenes Gebiet entfallen („Gebietsverdichtung“) als auch auf neu erschlossenes Gebiet („Gebietserweiterung“). Im Gegensatz zum Stromsektor können zu dieser Aufteilung keine pauschalen Annahmen gemacht werden, da die Entwicklung der Erschließungs- und Anschlussgrade von Netzbetreiber zu Netzbetreiber sehr unterschiedlich sein kann. Somit ist es erforderlich, den Anteil der auf neu erschlossenes Gebiet entfallenden Neuanschlüsse explizit unternehmensspezifisch zu quantifizieren. Hierzu sind entsprechende Angaben von den Netzbetreibern zu erfassen.
- Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Anschlussgrad im neu erschlossenen Gebiet geringer sein kann als der durchschnittliche Anschlussgrad im restlichen Gebiet. Im Umkehrschluss ist dann der Anteil der potenziell zusätzlich versorgbaren Anschlüsse im neu erschlossenen höher als im restlichen Gebiet. Da, wie die Kostentreiberanalyse gezeigt hat, neben der Zahl der tatsächlich realisierten zusätzlich auch die Zahl der potenziellen Anschlusspunkte im erschlossenen Gebiet maßgeblich ist für den Anlagenbedarf, kann somit auch der durchschnittliche Leitungsbedarf pro Anschluss im neu erschlossenen Gebiet höher sein als im restlichen Gebiet. Um diesen Effekt zu quantifizieren, werden zusätzlich Angaben zur Zunahme der Fläche des erschlossenen Gebiets benötigt.

9.4 Kostentreiber im Bereich der Planungsvorgaben

9.4.1 Einfluss der Stationsdimensionierung

Neben den Eigenschaften der verwendeten Betriebsmittel sowie zwingenden technischen Nebenbedingungen hängt die Netzgestaltung für eine gegebene Versorgungsaufgabe von verschiedenen Planungsvorgaben ab, die im Ermessen des Netzbetreibers liegen. Um deren Kosteneinfluss aufzuzeigen, wurden beispielhaft Strom-Modellnetze für dieselbe Versor-

gungsaufgabe unter alleiniger Variation der Transformatorkapazität je Umspannstation zwischen Mittel- und Niederspannungsebene in einer praxisüblichen Bandbreite entworfen. Die nach Netzebenen aufgeschlüsselten Netzkosten für diese Varianten sind in Bild 9.37 dargestellt.

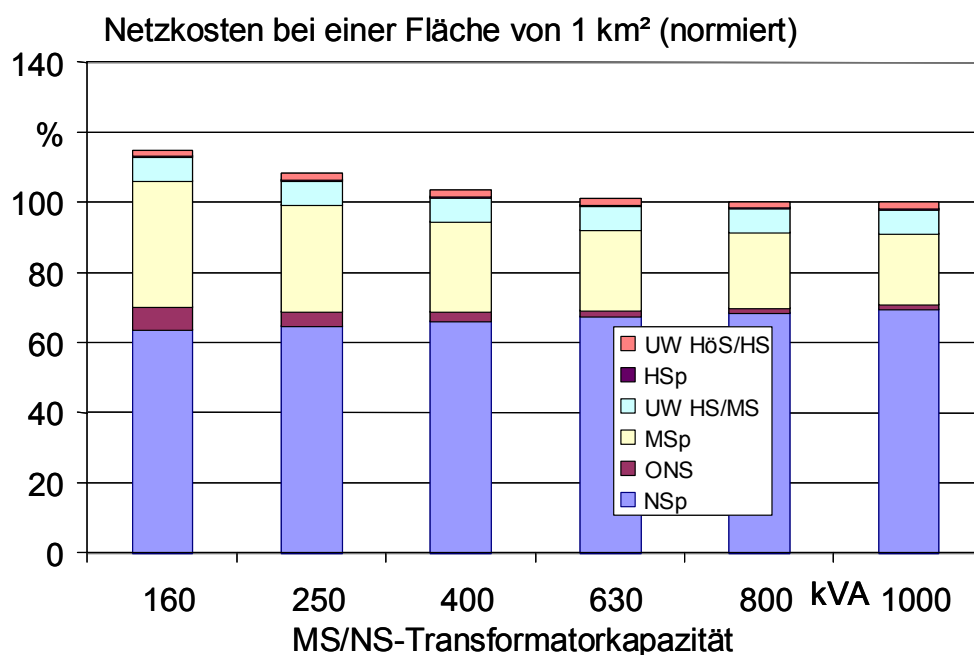


Bild 9.37: Kosten von Strom-Modellnetzen bei Variation der MS/NS-Transformatorgröße

Wie sich zeigt, hat die Variation dieser Planungsvorgabe erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten wie auch deren Verteilung auf die Netzebenen. Die Tendenzen der Kostenwirkungen sind leicht nachvollziehbar: Mit steigender Transformatorgröße wird ein zunehmender Teil der Transportaufgabe des Netzes von der Mittel- auf die Niederspannungsebene verlagert, was zu entsprechenden Verschiebungen der Leitungskosten führt. Die Kosten der Umspannebene sinken gleichzeitig aufgrund von Skaleneffekten. Wie zu erkennen ist, ergibt sich bei reiner Kostenbetrachtung ein Optimum, das hier bei der maximal betrachteten Transformatorgröße von 1.000 kVA liegt. Die Lage des Optimums hängt allerdings stark von der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass Netzbetreiber jeweils die kostenoptimalen Planungsvorgaben auswählen, so dass eine Abweichung hiervon als ineffiziente Netzgestaltung anzusehen ist. Eine solche Abweichung kann jedoch auch dadurch begründet sein, dass ein bestimmtes

Niveau der Netzzuverlässigkeit, die hiervon stark abhängt, angestrebt wird. Mehrkosten zur Erreichung eines höheren Zuverlässigkeitsniveaus sind somit nicht unbedingt als Ineffizienz auszulegen.

Im Rahmen der Anreizregulierung sollte daher auf geeignete Weise – sei es durch Integration von Qualitätsaspekten in den Unternehmensvergleich oder durch separate „Qualitätsregulierung“ – sichergestellt werden, dass Kostenunterschiede durch unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus bei der Festlegung von Erlösobergrenzen angemessen berücksichtigt und den Netzbetreibern Anreize vermittelt werden, langfristig das volkswirtschaftlich optimale Zuverlässigkeitsniveau zu erreichen.

9.4.2 Bewertung von Zwischenspannungsebenen

Ein weiterer Aspekt der im Ermessen des Netzbetreibers liegenden Planungsvorgaben, der häufig im Zusammenhang mit der Beurteilung von Netzkosten diskutiert wird, ist die Zahl der Netzebenen. Wir betrachten diesen Aspekt hier speziell für den Stromsektor. Üblicherweise wird in Deutschland bei der langfristigen Auslegung elektrischer Netze ein Vierebenensystem aus Nieder- (0,4 kV), Mittel- (10 kV oder 20 kV), Hoch- (110 kV) und Höchstspannungsnetzen (220/380 kV) angestrebt. In den bestehenden Netzen verschiedener Netzbetreiber befinden sich jedoch nach wie vor Zwischenspannungsebenen, die zumeist historisch begründet und aus heutiger Sicht nicht mehr wirtschaftlich sind. In Einzelfällen kann es vorteilhaft sein, zusätzliche Spannungsebenen zu realisieren, wie beispielsweise bei der Verbindung von 10- und 110-kV-Netzgebieten über eine 30-kV-Ebene.

Derartige Effekte können mit der MNA nur schwer analysiert werden, da hierfür die auf der Zwischenspannungsebene einzusetzende Netzstruktur vorab festgelegt werden müsste. Zudem ist der Einsatz von Zwischenspannungsebenen ohnehin nur in Einzelfällen vorteilhaft, die eine detaillierte Abbildung der Versorgungsaufgabe erfordern. Die RNA kann hingegen prinzipiell auf beliebige Spannungsebenen und Netzstrukturen angewendet werden und eignet sich daher im Rahmen von Einzelfallbetrachtungen explizit auch für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Zwischenspannungsebene. Exemplarisch wird dies nachfolgend für das in Bild 9.38 dargestellte realitätsnahe Netzgebiet veranschaulicht.

Das betrachtete Netzgebiet umfasst ein 110-kV-Transportnetz sowie einzelne 10-kV-Stiche, die über 110/10-kV-Stationen gespeist werden. Eine einzelne Station am Rande des Versorgungsgebietes kann alternativ über einen 110- oder einen 30-kV-Stich und zwei 110/10- bzw. 30/10-kV-Transformatoren angeschlossen werden. Die auf dieser Trasse eingesetzte Spannungsebene stellt somit einen Freiheitsgrad bei der RNA dar. Werden auf dieser Trasse ein oder mehrere 30-kV-Stromkreise realisiert, müssen in den angrenzenden Stationen ebenfalls 30-kV-Schaltanlagen und entsprechende Transformatoren eingesetzt werden. Für die 30-kV-Leitungen sind VPE-Kabel einzusetzen.

Die technischen Randbedingungen der Planungsaufgabe entsprechen den in Abschnitt 8.3.1 erläuterten Randbedingungen hinsichtlich einzuhaltender Spannungs- und Kurzschlussstromgrenzen sowie den zu beachtenden maximal zulässigen Betriebsmittelbelastungen.

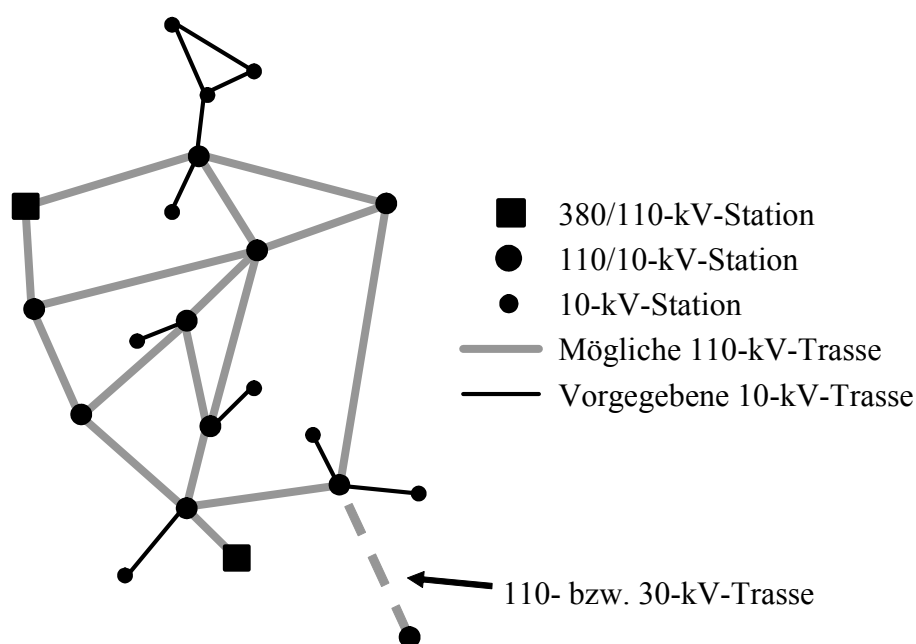


Bild 9.38: Betrachtetes HS/MS-Versorgungsgebiet zur Bewertung von Zwischenspannungsebenen

In dem ermittelten Referenznetz (Bild 9.39) wird die Station am Rand des Versorgungsgebietes über einen 30-kV-Stich versorgt. Durch den Einsatz einer Zwischenspannungsebene kann demnach in dem betrachteten Versorgungsgebiet eine Senkung der Kosten erreicht werden. Um die Kosten des Referenznetzes bei Verzicht auf eine Zwischenspannungsebene zu ermitteln, wurde zusätzlich das Referenznetz unter der Vorgabe ermittelt, auf der zuvor mit 30-kV-

Stromkreisen genutzten Trasse nur 110-kV-Leitungen zuzulassen. Die Struktur des so ermittelten Referenznetzes unterscheidet sich bis auf die Betriebsspannung dieser Stromkreise nicht von dem in Bild 9.39 gezeigten Netz. Die Kosten der beiden Referenznetze zeigt Bild 9.40, wobei die Varianten mit und ohne 30-kV-Zwischenspannungsebene als V1 und V2 bezeichnet sind.

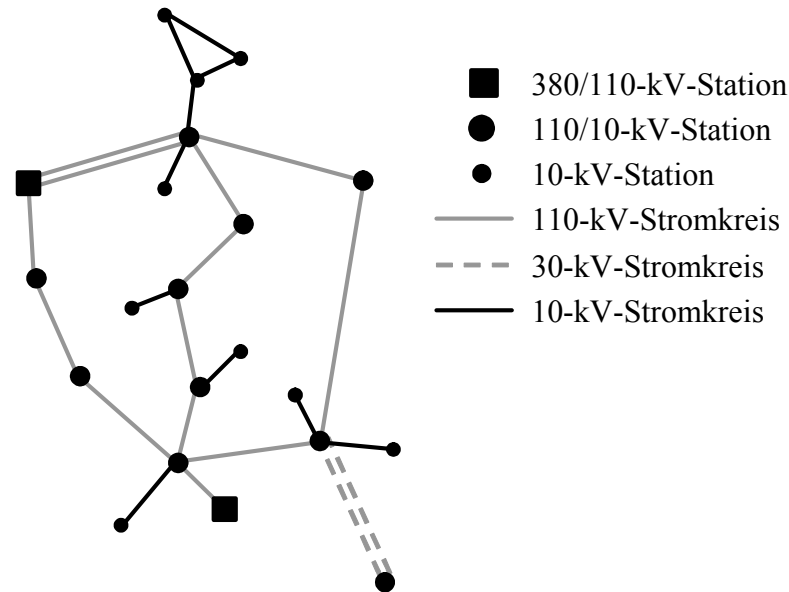


Bild 9.39: Referenznetz für die Versorgungsaufgabe aus Bild 9.38

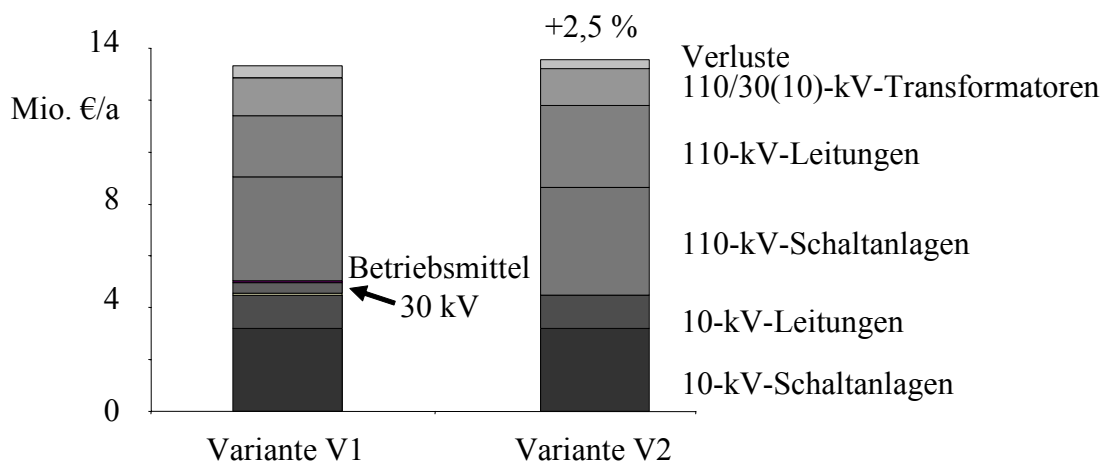


Bild 9.40: Referenznetzkosten mit (Variante V1) und ohne (Variante V2) Einsatz einer 30-kV-Zwischenspannungsebene

Wie dieses Ergebnis zeigt, kann der Einsatz von Zwischenspannungsebenen in Einzelfällen eine Reduktion der Netzkosten bewirken. Die Vorteilhaftigkeit einer solchen Spannungsebene hängt dabei von fallspezifischen Randbedingungen ab, die mit der RNA berücksichtigt werden können. Falls die Realisierung einer Zwischenspannungsebenen bereits eine feste Planungsvorgabe darstellt, können mithilfe der RNA entsprechende kostenminimale Netzstrukturen ermittelt werden.

10 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse einer Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur zusammen, in der Anwendungsmöglichkeiten von Analytischen Kostenmodellen im Rahmen der Anreizregulierung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber untersucht, geeignete Modellierungsansätze und Software-Werkzeuge entwickelt und exemplarisch angewendet sowie modellgestützte Analysen zur Relevanz verschiedener Kostentreiber durchgeführt wurden.

Analytische Kostenmodelle im hier zugrunde gelegten Begriffsverständnis verfolgen das Ziel, den für die Versorgung der Strom- bzw. Gaskunden in einem betrachteten Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung erforderlichen Mindestbestand an Netzanlagen und die damit bei effizienter Errichtung und Betriebsweise verbundenen Netzkosten zu ermitteln. Hierzu bilden sie den Prozess der Netzplanung unter Berücksichtigung ingenieurwissenschaftlicher Erkenntnisse und praxisüblicher Randbedingungen nach, wobei im Basisfall die Situation der Neuerrichtung des Netzes unterstellt wird („Grüne-Wiese-Ansatz“). Um den unterschiedlichen Anforderungen der vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten Rechnung zu tragen, wurden – jeweils separat für Strom- und für Gasnetze – zwei Modellierungsansätze mit stark unterschiedlichen Detailgraden entwickelt,

- die stärker abstrahierende *Modellnetzanalyse*, die einen vergleichsweise geringen Datenbedarf aufweist und insbesondere eingesetzt werden kann, um Wirkungszusammenhänge grundsätzlich zu analysieren sowie das für eine Versorgungsaufgabe minimal benötigte Anlagen-Mengengerüst näherungsweise zu quantifizieren, und
- die erheblich detailgenauere *Referenznetzanalyse*, die bei entsprechend höherem Datenbedarf konkrete und prinzipiell realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete entwirft und somit einen genaueren Vergleich mit realen Netzen unter Berücksichtigung einzelfallspezifischer Randbedingungen ermöglicht.

Die Kostenermittlung beruht bei beiden Modellierungsansätzen auf standardisierten, nach Anlagentypen differenzierten Investitions- und Betriebskostenansätzen, mit denen das aus der Netzoptimierung hervorgehende Anlagen-Mengengerüst des Modell- bzw. Referenznetzes bewertet wird. Auf dieser Grundlage und unter Annahme üblicher Nutzungsdauern und einer

zyklischen Anlagen-Erneuerung nach Ablauf der Nutzungsdauern werden mittels Annuitätsmethode die langfristig durchschnittlichen Jahreskosten bestimmt.

Es ist zu beachten, dass die Modell- bzw. Referenznetzkosten nicht direkt mit den nach den Vorschriften der Netzentgeltverordnungen kalkulierten Kosten realer Netze verglichen werden dürfen, da letztere von weiteren, durch die Modelle nicht berücksichtigten Einflussfaktoren wie der Veränderung der Versorgungsaufgabe im Zeitablauf, der Anlagen-Altersstruktur, der Aktivierungs- und Abschreibungspraxis sowie der historischen Preisentwicklung abhängen und die Modell- bzw. Referenznetzkosten zudem nur die unmittelbar anlagenbezogenen Kostenelemente umfassen, nicht jedoch Kosten für Verwaltung, Kundenbetreuung, Systemdienstleistungen etc. Die regulatorischen Herausforderungen im Zusammenhang mit den genannten Einflussfaktoren auf die kalkulatorischen Kosten sowie mögliche Lösungsansätze werden im vorliegenden Bericht gesondert diskutiert.

Im Rahmen der Untersuchung wurden grobe Anhaltswerte für die benötigten Investitions- und Betriebskostenansätze für eine Auswahl gebräuchlicher Anlagentypen zusammengestellt. Bei deren Verwendung ist zu beachten, dass Preisangaben dieser Art mit erheblichen Unsicherheiten aufgrund vielfältiger fallspezifischer Einflussfaktoren behaftet und generell zeitlich veränderlich sind.

Die Analytischen Kostenmodelle können für ein breites Spektrum von Aufgabenstellungen eingesetzt werden. Hierzu gehören im Bereich der Anreizregulierung insbesondere

- grundsätzliche Untersuchungen der Wirkungszusammenhänge zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und den Netzkosten, etwa als Beitrag zur Auswahl der beim Unternehmensvergleich zu berücksichtigenden Kostentreiber (s. unten),
- Untersuchungen zur Elastizität der Netzkosten gegenüber Veränderungen von Eigenschaften der Versorgungsaufgabe (Mengenänderungen) als Beitrag zur Ermittlung von Berechnungsvorschriften zur Anpassung der Erlösbergrenzen innerhalb von Regulierungsperioden (von der Bundesnetzagentur als „Erweiterungsfaktoren“ bezeichnet),
- grundsätzliche oder auch einzelfallbezogene Analysen der Relevanz von Sondereinflüssen, die z. B. von Netzbetreibern als Grund für Mehrkosten angeführt werden,
- der *relative* Unternehmensvergleich, indem für jedes Unternehmen das *Verhältnis* der Kosten (oder auch des Anlagen-Mengengerüsts) des realen Netzes und des Modell- oder

Referenznetzes ermittelt wird und diese *Verhältnisse* für die betrachteten Unternehmen miteinander verglichen werden, sowie

- der *absolute Kostenvergleich* zwischen Modell-/Referenznetzen und realen Netzen z. B. als Grundlage zur Beurteilung von Investitionsbudgets oder als zusätzliche Information für die Effizienzbeurteilung, wobei hier aufgrund der hohen Sensitivität der Modelle insbesondere gegenüber den verwendeten Kostenansätzen und aufgrund der nicht vollständigen Berücksichtigung aller fallspezifischen Einflussfaktoren große Vorsicht geboten ist.

Die Kostenmodelle können grundsätzlich für alle Netzebenen eingesetzt werden, mit Ausnahme der überregionalen Transportebene (Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze), für die nur die Referenznetzanalyse geeignet ist.

Auch im Ausland werden verschiedentlich Kostenmodelle wie die Modell- und Referenznetzanalyse wie auch hiervon abweichende, aber grundsätzlich verwandte Modelle im Regulierungskontext angewendet. Hierzu gibt der vorliegende Bericht anhand ausgewählter internationaler Erfahrungen einen Überblick.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden die von den Konsortialpartnern bereits im Vorfeld entwickelten Software-Werkzeuge für die Modell- und Referenznetzanalyse unter Berücksichtigung der mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Modellanforderungen erweitert und der Bundesnetzagentur für eigene Anwendungen übergeben. Die Modellierungsansätze und die algorithmische Umsetzung dieser Verfahren werden im vorliegenden Bericht ausführlich beschrieben.

Die Analyse-Werkzeuge wurden für exemplarische Untersuchungen eingesetzt, um ihre Funktionsfähigkeit nachzuweisen und aufzuzeigen, welche Art von Ergebnissen jeweils gewonnen werden können. Die Modellnetzanalyse wurde dabei auf einen Teil der von der Bundesnetzagentur von den Netzbetreibern erhobenen Daten angewandt. Es hat sich gezeigt, dass die dabei zugrunde gelegte räumliche Auflösung der Eingangsdaten nach Gemeinden je nach Aufgabenstellung unter Umständen – insbesondere bei kleinen Versorgungsgebieten – nicht zu ausreichend genauen Ergebnissen führt, so dass ggf. Eingangsdaten mit höherer Auflösung erhoben werden sollten. Gleichzeitig wurde ersichtlich, dass die Modellnetzanalyse einen Beitrag zur Plausibilitätsprüfung der von den Netzbetreibern gelieferten Daten leisten kann. Die Referenznetzanalyse wurde auf verschiedene fiktive, aber realitätsnahe Gas- und Strom-

versorgungsgebiete unterschiedlicher Netzebenen angewandt. Die Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen sind im vorliegenden Bericht dokumentiert.

Daneben wurde im Rahmen dieser Untersuchung eine umfangreiche Kostentreiberanalyse unter Anwendung sowohl der Modell- als auch der Referenznetzanalyse durchgeführt, die unter anderem zu folgenden wesentlichen Ergebnissen geführt hat:

- Die Leitungslänge und damit auch die Leitungskosten einer Netzebene werden primär von der Zahl der in das Netz zu integrierenden Anschlusspunkte (Hausanschlüsse, Stationen zur Versorgung unterlagerter Ebenen, Verknüpfungspunkte mit Nachbarnetzen etc.) bestimmt, wobei in erster Näherung ein quadratwurzelförmiger Zusammenhang mit der Zahl der Anschlusspunkte und der relevanten Gebietsfläche besteht.
- Bei den Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen hat sich die jeweils unterlagerte Höchstlast als dominierender Kostentreiber erwiesen, wobei in erster Näherung ein Proportionalzusammenhang besteht.
- Diese Zusammenhänge gelten grundsätzlich gleichermaßen für Strom- und für Gasnetze, bei Gasnetzen allerdings nur für die jeweils erschlossenen Teile der Versorgungsgebiete. Daher müssen für Gasversorgungsgebiete die Erschließungs- und Anschlussgrade berücksichtigt und hierfür geeignete Daten erhoben werden.
- Neben diesen grundlegenden Kostentreibern sind im Einzelfall zahlreiche weitere Einflussgrößen relevant, unter anderem die nachfolgend diskutierten Kostentreiber. Inwieweit diese bei der Netzkostenanalyse explizit berücksichtigt werden müssen, hängt vom Untersuchungsansatz und den Anforderungen an die Ergebnisgenauigkeit ab.
- Die Integration von Erzeugungsanlagen in Stromnetze wirkt tendenziell kostenerhöhend. Die kostentreibende Wirkung in der Anschluss-Spannungsebene überwiegt dabei in der Regel die geringfügig entlastende Wirkung in überlagerten Netzebenen, die insbesondere aus dem reduzierten Bedarf an Umspannkapazität resultiert, und wird verstärkt, wenn – wie zur Zeit in Deutschland insbesondere in den unteren Spannungsebenen – die Erzeugungskapazität sehr schnell ausgebaut wird.
- Auch Transite über ein betrachtetes Netz hinweg können erheblichen Einfluss auf die Netzkosten haben. Dies ist vor allem in der überregionalen Transportebene von Bedeutung.

- Die Netzkosten hängen nicht nur von den durchschnittlichen oder integralen Eigenschaften eines Versorgungsgebiets wie der Anschlussdichte oder der Höchstlast ab, sondern auch davon, wie Anschlusspunkte, Lasten und andere Einflussfaktoren auf das Gebiet verteilt sind. Dabei kann nicht zwangsläufig von einer stärker inhomogenen Struktur auf höhere Netzkosten geschlossen werden. Wie sich gezeigt hat, ergeben sich bei einer inhomogenen Verteilung der Anschlusspunkte im Durchschnitt sogar geringere Netzkosten als bei einer vollkommen homogenen Struktur. Entscheidend ist aber, dass unterschiedliche inhomogene Verteilungen auch zu unterschiedlichen Netzkosten führen können, so dass die Inhomogenität der Versorgungsstruktur einen berücksichtigungsrelevanten Einflussfaktor darstellt.
- Die historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe und anderer Einflussfaktoren kann bei der Modellanwendung bei Bedarf durch *pfadabhängige Optimierung* explizit berücksichtigt werden, insbesondere bei der Referenznetzanalyse. Dies setzt allerdings Eingangsdaten zur Beschreibung der historischen Entwicklung voraus. Dieser Untersuchungsansatz kann je nach Aufgabenstellung insbesondere dann sachgerecht sein, wenn bedeutende, vom Durchschnitt stark abweichende Entwicklungen auf ihren Kosteneinfluss hin untersucht werden sollen.

Auf Basis der oben beschriebenen Erkenntnisse über grundlegende Zusammenhänge zwischen Netzkosten, Zahl der Anschlusspunkte, Höchstlast und versorgter Fläche wurden in dieser Untersuchung – auch unter Berücksichtigung von Ergebnissen vergangener Modellnetz-Untersuchungen hierzu – Vorschläge für Berechnungsvorschriften für die Anpassung von Erlösobergrenzen an Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb von Regulierungsperioden (Kostenelastizitäten) abgeleitet.

Darüber hinaus wurde in der Kostentreiberanalyse exemplarisch nachgewiesen, dass neben den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe auch die vom Netzbetreiber innerhalb vorhandener Ermessensspielräume zu wählenden Planungsvorgaben (Netzstruktur, Betriebsmittelwahl etc.) Einfluss auf die Netzkosten haben. Dieser Zusammenhang muss zwar im Regulierungskontext nicht generell berücksichtigt werden, da es grundsätzlich Sache der Netzbetreiber ist, die kostenoptimale Gestaltungsweise der Netze zu bestimmen und umzusetzen. Planungsvorgaben haben jedoch auch Einfluss auf Aspekte der Versorgungsqualität wie z. B. die Versorgungszuverlässigkeit und können daher nicht unter ausschließlicher Betrachtung der Kosten-

wirkungen optimiert werden. Dies ist bei der Diskussion über die Prinzipien der Qualitätsregulierung zu beachten.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Analytische Kostenmodelle in der hier untersuchten Form für vielfältige Aufgabenstellungen im Regulierungskontext eingesetzt und insbesondere zur objektiven, auf ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen und Modellen beruhenden quantitativen Analyse von Zusammenhängen genutzt werden können, die sonst nur qualitativ beschrieben oder empirisch untersucht werden können.

Der Bundesnetzagentur stehen hiermit auch über die in diesem Bericht dargestellten Untersuchungsergebnisse hinaus leistungsfähige Analyseverfahren zur Verfügung, die – bei aller gebotenen Sorgfalt und Vorsicht bezüglich der Datenbereitstellung, Parametrierung und Ergebnisinterpretation – zur Entwicklung von Regulierungsprinzipien und zur Vorbereitung von Entscheidungen im Rahmen der Erlösregulierung wie auch zur Schaffung einer Grundlage für die sachliche Diskussion mit Netzbetreibern über Netzkosten und Netzgestaltung beitragen können.

Literatur

- [1] Fritz, W.
Stichwort: „Modellnetze“
e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 6/2005, S. 66-67
- [2] Fritz, W.; Maurer, C.
Modell- und Vergleichsnetzanalyse – Anwendungsbeispiele für Strom- und Gasnetze
e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 1/2006, S. 22-25
- [3] Maurer, C.; Paulun, T.; Fritz, W.
Entwicklung analytischer Kostenmodelle für Strom- und Gasnetze
Jahresbericht 2006 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen in Verbindung mit der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V., Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 109, Klinkenberg Verlag, Aachen 2006, S. 158-163
- [4] Fritz, W.; Lüdorf, K.; Haubrich, H.-J.
Einfluss von Strukturgrößen auf Mittel- und Niederspannungsnetzkosten
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 52 (2002), Heft 6, S. 385-387
- [5] Fritz, W.; Zimmer, C.
Bedeutung von Struktureinflüssen beim Netzbenchmarking
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54 (2004), Heft 5, S. 320-323
- [6] Angenend, M.; Busch, H.; Fritz, W.; Haubrich, H.-J.; Jákli, G.; Kroppe, H.; Linke, C.; Mener, G.; Obergünner, M.; Oberländer, G.
Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und Netzkosten großstädtischer und regionaler Stromverteilungsnetze
ew, Jg. 103 (2004), Heft 15 (12.07.2004), S. 38-43

- [7] Nitzschke, D.; Oberländer, J.; Vetter, F.; Becker, M.; Katzfey, J.; Chabowski, H.; Aichner, J.; David, R.
Modellierung von Einflussgrößen auf Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit mit dem Modellnetzverfahren
ew, Jg. 105 (2006), Heft 6., S. 24-29
- [8] Wolffram, P.; Haubrich, H.-J.
Zur Objektivierung kostenrelevanter Strukturgrößen für Hochspannungsnetze
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6/2002, S. 446–448
- [9] Maurer, C.; Wolffram, P.; von Sengbusch, K.
Netzvergleich mit Referenznetzverfahren
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7/2004, S. 436-438
- [10] Agrell, P.; Bogetoft, P.
Norm Models
AG2:V2 – Final Report, Sumicsid AB, 2003
- [11] Nissen, V.
Einführung in evolutionäre Algorithmen: Optimierung nach dem Vorbild der Evolution
Braunschweig, Wiesbaden: Vieweg Verlag, 1997
- [12] Gottlieb, J.
Evolutionary Algorithms for Constrained Optimization Problems
Aachen: Shaker Verlag, 2000
- [13] Russel, S.; Norvig, P.
Artificial Intelligence: A Modern Approach
New Jersey: Prentice Hall, 2002
- [14] VDEW
Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres
Frankfurt a. M.: VDEW, 1985

- [15] Prim. R.
Shortest Connection Networks and some Generalizations
Bell Systems Journal, S. 1389 – 1401, 1957
- [16] Consentec GmbH
Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich
Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen, Dez. 2004, www.e-control.at
- [17] Consentec GmbH
Einfluss von Mengensteigerungen auf die Kosten des Netzbetriebs
Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen, 2003
- [18] Consentec GmbH
**Modellnetz-basierte Untersuchung des Einflusses von Absatz-
Mengenänderungen auf die Kosten von Gasverteilungsnetzen**
Gutachten im Auftrag österreichischer Gasnetzbetreiber, Aachen, 2005