

## Kurzfassung

# Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht

Autoren: Dr. Oliver Franz  
Dr. Daniel Schäffner  
Matthias Wissner

unter Mitarbeit von  
ISET e.V.  
IPSOS-Consulting  
Ingenieurbüro Fischer-Uhrig  
ECB Geoprojekt Consulting

Bad Honnef, 31.03.2006



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Zielsetzung des Projektes	1
1.1.1 Exogene und endogene Kostentreiber	2
1.1.2 Bezug der ermittelten Ergebnisse zum gesetzlichen Rahmen des § 21 a EnWG	3
1.2 Projektauftrag und Projektbeschreibung	5
<b>2 Befragung, Auswertung und Bewertung</b>	<b>7</b>
2.1 Teilnehmer der Expertenbefragung	7
2.2 Befragungsmethodik und thematischer Aufbau	9
<b>3 Auswertung der Befragungsergebnisse</b>	<b>10</b>
3.1 Ergebnisse der Ebene 1	10
3.1.1 Ergebnisse Expertenbefragung Strom	10
3.1.2 Ergebnisse Expertenbefragung Gas	12
3.2 Ermittlung multiplikativer Punktwerte für Ebene 2	13
3.3 Ergebnisse Ebene 2 Strom	14
3.3.1 Höchstspannung	14
3.3.2 Hochspannung	15
3.3.3 Mittelspannung	15
3.3.4 Niederspannung	16
3.4 Ergebnisse Ebene 2 Gas	18
3.4.1 Fernleitungsnetz	18
3.4.2 Verteilernetz	18
3.5 Bestätigung der Ergebnisse durch eine ergänzende Befragung der Netzbetreiber	19
<b>4 Einordnung und Bewertung der Ergebnisse in die Kostentreibersystematik</b>	<b>20</b>
4.1 Exogene und endogene Kostentreiber in der Befragung	20
4.2 Erläuterungen zur Systematik des Kostentreiberbaumes	21
4.3 Einordnung relevanter Faktoren in die Systematik des Kostentreiberbaumes für die Niederspannung Strom	23
4.4 Zuordnung und Bewertung der relevanten Faktoren	26

<b>5 Zusammenfassung</b>	<b>32</b>
<b>Anhang</b>	<b>34</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gesamtkosten des Netzbetriebs aus kostentreibertheoretischer und betriebswirtschaftlicher Sicht	4
Abbildung 2:	Zuordnung der genutzten Login-Codes zu den Kompetenz-bereichen – Strom- und Gasexperten (Anzahl der Teilnehmer in Klammern)	8
Abbildung 3:	Kostentreiber Niederspannung n = 20	11
Abbildung 4:	Kostentreiber und Wirkungszusammenhänge	22
Abbildung 5:	Einordnung relevanter Befragungselemente in die Systematik des Kostentreiberbaumes am Beispiel der Niederspannung	25
Abbildung 6:	Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung	26
Abbildung 7:	Zurechnungsmethode am Beispiel der Abnehmerstruktur Niederspannung	27

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Niederspannung: Auswertung Ebene 2 und Gesamtpunktzahl	17
Tabelle 2:	Aufteilung der ermittelten Gesamtpunkte für die Niederspannung in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Anteile	23
Tabelle 3:	Punkte der nicht beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung	28
Tabelle 4:	Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Niederspannung	29
Tabelle 5:	Endogene Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind, für die Niederspannung	30
Tabelle 6:	Zuordnung der beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung	30
Tabelle 7:	Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Strom	33
Tabelle 8:	Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas	33





## 1 Einleitung

Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes ist die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) nach § 112a des EnWG beauftragt, bis zum 01. Juli 2006 das Konzept einer Anreizregulierung für die deutschen Strom- und Gasnetze zu entwickeln. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, hat die Bundesnetzagentur im Sommer 2005 eine Reihe von Studien und Beratungsprojekten ausgeschrieben und vergeben. Ein von WIK-Consult geführtes Konsortium, dem als ingenieurfachliche Partner das Institut für Solare Energietechnik (ISET) sowie die Ingenieurbüros Fischer-Uhrig und IPSOS Consulting sowie die ECB Geoprojekt GmbH angehörten, wurde im Oktober mit einer „Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht (Expertenbefragung ‚Kostentreiber‘)“ beauftragt. Das Konsortium hat daraufhin vom 12.12.2005 bis 10.01.2006 eine Internet-basierte, qualitative Expertenbefragung bezüglich der Einschätzung relevanter Kostentreiber durchgeführt. Die Expertenbefragung hatte alle im EnWG unterschiedenen Netzebenen in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft zum Inhalt. Parallel und außerhalb der gesetzlichen Datenabfragen hatten vom 19.12.2005 bis 17.01.2006 auch alle deutschen Netzbetreiber in anonymisierter Form Gelegenheit, auf freiwilliger Basis an der Befragung teilzunehmen. Die Ergebnisse beider Befragungen liegen nun vor und dienen der BNetzA als ein Ausgangspunkt für die weitere Diskussion der Themen Kostentreiber und Benchmarking. Der vorliegende Abschlussbericht verdeutlicht, in welcher Art und Weise die Konsortialpartner in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die Expertenbefragung gestaltet haben. Die Ergebnisse werden aufgeführt und erläutert und in einen Kontext gestellt zu anderen in diesem Zusammenhang einschlägigen Projekten bei der Bundesnetzagentur. Hierbei wird eine erste Einordnung und Bewertung der Resultate in Bezug auf das zu entwickelnde System einer Anreizregulierung vorgenommen.

### 1.1 Zielsetzung des Projektes

Ziel des Projektes war es, für den Netzbetrieb in Strom und Gasnetzen relevante Einflussgrößen zu identifizieren. Solche Einflussgrößen, **die den Umfang der für ein Projekt notwendigen Ressourcen bestimmen**, nennt die Literatur auch „Kostentreiber“. In der hier vorliegenden Untersuchung kommt dabei nicht der strenge Kostentreiberbegriff der betriebswirtschaftlichen Prozesskostenrechnung zum Tragen; vielmehr verbindet sich mit dem Begriff Kostentreiber zunächst der Gedanke, dass ein bestimmter Faktor einen zumindest im Rahmen einer qualitativen Befragung nicht genauer zu quantifizierenden Kosteneinfluss hat. Dabei ist generell davon auszugehen, dass sich mit der relativen Belegenheit eines Netzgebietes mit einem bestimmten kostentreibenden Faktor auch eine relative Kostenwirkung verbindet.

Für die weitere Untersuchung ist zunächst zwischen Kostentreibern im hier gebrauchten Sinne des Wortes und so genannten Preis- oder Entgelttreibern zu differenzieren. Kostentreiber entfalten ihre Wirkung auf die Kostensumme, die für ein bestimmtes Netz aufzuwenden ist. Sie erhöhen in der Abgrenzung der Netzentgeltverordnungen folglich die Gesamtjahreskosten des Netzes. Diese erhöhende Wirkung ist jedoch nicht nur auf ein Jahr beschränkt, sondern wirkt c.p. über alle Kalkulationsperioden hinweg. Im Gegensatz hierzu können als Preis- oder Entgelttreiber solche Faktoren beschrieben werden, die dazu führen, dass einzelne Preise oder Entgelte, die aus den Gesamtjahreskosten des Netzes zu ermitteln sind, in einzelnen Jahren höher oder niedriger ausfallen.

### 1.1.1 Exogene und endogene Kostentreiber

Es gilt zu beachten, dass nicht alle identifizierbaren Kostentreiber ihre Wirkung auf die Kosten in derselben Art und Weise entfalten. Es wird daher im Rahmen dieser Untersuchung zwischen **exogenen** und **endogenen** Kostentreibern differenziert, wobei diese Unterscheidung auch das Ergebnis der Diskussion über die beauftragten Konsortien hinweg ist. Unter einem exogenen Kostentreiber sei daher ein solcher Faktor verstanden, der für den betroffenen Netzbetreibers eine unverrückbare Vorgabe darstellt, wogegen ein endogener Kostentreiber seine Wirkung auf die Gesamtkosten als Folge einer Entscheidung des Netzbetreibers entfaltet.

Während diese Unterscheidung auf der theoretischen Ebene höchst trennscharf ist, gibt es - wie sich auch im Rahmen der weiteren Untersuchung zeigen wird - in praktischer Hinsicht durchaus Fälle, in denen ein bestimmter Umstand nicht ohne weiteres als exogen oder endogen identifiziert werden kann und dann als gemischt bezeichnet wird. Im folgenden sei ein Beispiel für die Differenzierung zwischen endogenen und exogenen Kostentreibern angeführt:

- Viele Faktoren, die eine Wirkung auf die Kosten haben und sich im allgemeinen mit dem Begriff „Versorgungsaufgabe“ verbinden, sind aus Sicht des Netzbetreibers exogen; jedenfalls solange Anschlusspflicht in einem Netzgebiet besteht. Hierzu gehören topologische Faktoren (z.B. die Zersiedlung) ebenso wie die Zahl der einzurichtenden Kundenanschlüsse und die mit ihnen korrespondierenden Lasten.
- Dagegen sind die von den Netzbetreibern verfolgten Planungs- und Betriebskonzepte und damit verbundenen Kosten endogener Natur.
- Die Altersstruktur des Netzes kann hingegen aufgrund ihrer zumindest teilweise vorhandenen Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber selbst als gemischter Faktor bezeichnet werden. Wesentlicher Grund für diese Einschätzung ist das zumindest teilweise substitutive Verhältnis von Wartung und Erneuerung der Anlagen.



Alle genannten Ausprägungen von Kostentreibern haben in der Befragung eine Rolle gespielt. So sind endogene, exogene wie auch gemischte Faktoren Teil des Fragenkatalogs geworden und können deshalb auf ihre qualitativ gemessene Relevanz hin beurteilt werden.

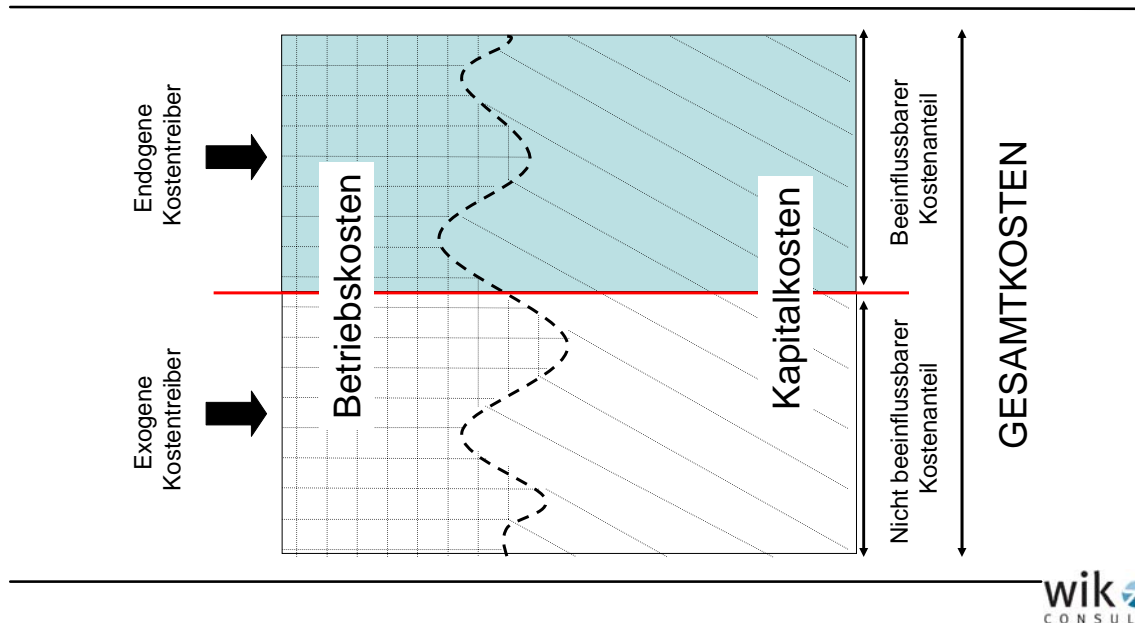
Konnte die Frage, ob ein betrachteter Einflussfaktor ein relevanter (exogener oder endogener) Kostentreiber ist, geklärt werden, so bleiben zusätzliche Fragen offen, die teilweise im Rahmen der Befragung angesprochen wurden, zu einem anderen Teil jedoch auch über diese hinausgehen. So ist generell zu ermitteln:

- Auf welche Kostenelemente (v.a. welche Netzebenen) wirkt sich ein Kostentreiber im wesentlichen aus? Diese Problematik wurde durch das Netzebenen-Konzept der Befragung adressiert.
- In welchem funktionalen Zusammenhang steht der Kostentreiber mit den davon im wesentlichen beeinflussten Kostenelementen? Da funktionale Zusammenhänge nicht das Ergebnis einer qualitativen Analyse sein können, muss diesbezüglich auf andere Vorhaben, wie z.B. die analytischen Kostenmodelle verwiesen werden.

### 1.1.2 Bezug der ermittelten Ergebnisse zum gesetzlichen Rahmen des § 21 a EnWG

Wie die folgende Grafik verdeutlichen soll, besteht in einer ersten Analyse ein wesentlicher Bezug zwischen den hier als exogen/endogen beschriebenen Kostentreibern und den gesetzlichen Kostenbegriffen im Rahmen einer Anreizregulierung.

Abbildung 1: Gesamtkosten des Netzbetriebs aus kostentreibertheoretischer und betriebswirtschaftlicher Sicht



Quelle: WIK-Consult

Nach § 21 a Absatz 4 EnWG ist bezüglich der Effizienzvorgaben, die einem Netzbetreiber aufgegeben werden können, zwischen einem nicht beeinflussbaren Kostenanteil und einem beeinflussbaren Kostenanteil zu differenzieren, wobei die Effizienzvorgaben auf denjenigen Kostenanteil zu beziehen sind, den der Netzbetreiber beeinflussen kann. Das Gesetz bestimmt weiter, dass der nicht beeinflussbare Kostenanteil nach § 21 Absatz 2 zu bestimmen ist, d.h. er entspricht den „... Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen (...)\“, wobei Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen. Zu berücksichtigen sind im Rahmen des nicht beeinflussbaren Kostenanteils zudem Differenzen, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen. Dagegen bestimmt sich der beeinflussbare Kostenanteil nach dem § 21 Absatz 2 bis 4 zu Beginn einer Regulierungsperiode.

Aus dieser Sicht der gesetzlichen Vorgaben ergibt sich, dass diejenigen Kostentreiber, die als exogen identifiziert werden, auf den nicht beeinflussbaren Kostenanteil wirken müssen, wogegen die endogenen Kostentreiber ihren Einfluss in Richtung des beeinflussbaren Kostenanteils entfalten. Beide Kostenanteile zusammen ergeben die Gesamt(jahres)kosten. Diese wiederum teilen sich aus einer auch von Regulierungsinstanzen häufig bemühten, betriebswirtschaftlichen Perspektive, in Betriebs- und Kapitalkosten auf. Bezug nehmend auf die bisherige Diskussion in Deutschland ist zunächst

darauf hinzuweisen, dass der Gesetzgeber diese betriebswirtschaftliche Perspektive jedoch nicht eingenommen hat. Inhaltlich stellt sich diesbezüglich die Frage, mit welcher Kombination von Kapital und Arbeit und damit, mit welchem Verhältnis von Kapitalkosten und Betriebskosten der Netzbetreiber agiert. Diese gewählte Kombination ist auch bei kapitalintensiver Produktion wieder eine weitgehend endogene Entscheidung des Unternehmens. Dieser Umstand wird in der Abbildung durch die schwankende, gestrichelte Linie angedeutet. Wie Abbildung 1 zeigt, ist zu erwarten, dass Kosten, die den genannten betriebswirtschaftlichen Kostenkategorien zugeordnet werden können, sich in beiden Kostenanteilen nach dem EnWG finden werden. Dies entspricht der Erwartung, dass die Kosten der Betriebsführung, die durch einen effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber bestimmt werden, einem volleingerichteten Netzbetrieb entsprechen werden und daher beide Kostenkategorien umfassen sollten.

Insofern dürften es auch wiederum die exogenen Kostentreiber sein, die geeignet sind, objektive strukturelle Unterschiede, im Sinne des § 21 a Absatz 5 zwischen den Netzbetreibern zu bedingen. Ein solcher objektiver struktureller Unterschied muss zwangsläufig zu Kostenabweichungen zwischen ansonsten vergleichbaren Netzbetreibern führen bzw. zur Folge haben, dass auch ein effizientes Unternehmen in den betrachteten Netzgebiet mit Umständen konfrontiert ist, die geeignet sind, seine Kosten zu treiben.

## 1.2 Projektauftrag und Projektbeschreibung

Das vorliegende Gutachten versucht, relevante Kostentreiber für die deutschen Netzbetreiber auf qualitativem Wege, d.h. im Rahmen einer Befragung, deren Ergebnis notwendigerweise persönliche Einschätzungen und Meinungen enthalten muss, zu identifizieren. Hierzu wurden für Gas- und Stromnetze thematisch getrennte Fragebögen entwickelt und eingesetzt, deren Auswertung gleichwohl im Rahmen *eines* Berichts erfolgt. Im Kern bestand die Aufgabe also darin, dem Auftraggeber Informationen zur Verfügung zu stellen, die belastbare Indikationen bezüglich relevanter exogener und endogener Kostentreiber und Parameter enthalten. Diese können dann in einem noch zu entwickelnden Effizienzbenchmarking Verwendung finden bzw. die Diskussion über geeignete Parameter befördern.

Zur Ermittlung relevanter Kostentreiber durchlief das Projekt folgende Phasen bzw. Arbeitspakete:

1. Erfassung der bisher im europäischen und außereuropäischen Ausland in Benchmarkingprozessen verwendeten Parameter, deren geeignete Definitionen und Bewertung im Hinblick auf ein in Deutschland durch die BNetzA durchzuführendes Benchmarking erfolgte. Dabei war die Güte der Parameter und die individuelle Übertragbarkeit – d.h. Relevanz und Verfügbarkeit notwendiger Daten in den deutschen Unternehmen - zu bewerten. Hierfür war die Auswahl der zu analysierenden

Länder und (Teil-)märkte hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf Deutschland entscheidend.

2. Aufstellung einer Liste der zu befragenden Experten. Es musste die Frage beantwortet werden, wer für welchen Sektor ein relevanter Gesprächspartner ist. Bei der Auswahl wurde berücksichtigt, dass die zu Befragenden möglichst alle Aspekte der Planung, des Aufbaus und des Betriebs einer modernen Netzinfrastruktur abdecken konnten.
3. Formulierung eines geeigneten Fragenkatalogs jeweils für Strom- und Gasnetze unter Berücksichtigung der durch die BNetzA definierten Inhalte.
4. Auswertung der Antworten auf die Befragung vor dem Hintergrund der Anwendbarkeit der sich ergebenden Empfehlungen für ein erfolgreiches Benchmarkingverfahren in den deutschen Energienetzen.
5. Schließlich war das Ergebnis der ausgewerteten Befragung einer gutachterlichen Bewertung zu unterziehen. Diese hatte vor dem Hintergrund der praktischen Relevanz der Ergebnisse für das weitere Vorgehen der BNetzA nicht zuletzt auch die Aufgabe, für die Plausibilität der gemachten Aussagen Sorge zu tragen. Dazu waren wesentliche, für den Netzbetrieb exogene Kostentreiber auf allen Versorgungsebenen der deutschen Strom- und Gasnetze zu identifizieren.
6. Koordination und Abgleich der qualitativen Ergebnisse mit anderen (quantitativen) Projekten bei der Bundesnetzagentur.

Das Gutachten ist insofern angelegt als ergebnisoffene Durchsicht bestehender Benchmarkingprozesse im In- und Ausland und kombinierte diese mit einer qualitativen Befragung der relevanten Akteure. Hinzu tritt eine gutachterliche Bewertung der Ergebnisse aus ökonomischer sowie vor allem ingenieurfachlicher Hinsicht, die in enger Abstimmung mit den anderen relevanten Konsortien erfolgte. Es wurde die Konzeption verfolgt, die spezifische Situation in Deutschland zu erfassen, weshalb die Befragung in deutscher Sprache durchgeführt wurde. Gleichwohl wurden auch relevante Experten im deutschsprachigen Ausland gebeten, an der Befragung teilzunehmen.

## 2 Befragung, Auswertung und Bewertung

### 2.1 Teilnehmer der Expertenbefragung

Die Befragung zur Ermittlung von Kostentreibern in Strom- und Gasnetzen war zunächst auf der Basis einer reinen Expertenbefragung vorgesehen. Da aufgrund der eingesetzten Technologie lediglich sehr geringe zusätzliche Durchführungskosten bestanden, wurde auf Anregung des Auftraggebers eine ergänzende Befragung für alle deutschen Netzbetreiber mit der gleichen Methodik durchgeführt, um die Ergebnisse vergleichen zu können und eventuell weitere Anregungen aufzunehmen.

Der Vorteil einer anfänglichen Konzentration auf Experten als Teilnehmer der Befragung liegt in mehreren Faktoren begründet. So waren diese zum Zeitpunkt der Befragung - im Gegensatz zu den Akteuren auf der Unternehmensseite - nicht mit einer Vielzahl von Befragungen und Anfragen im Vorfeld des neuen Regulierungsregimes und der EU Sector Inquiry zum Ende des vergangenen Jahres befasst, weshalb bei der Antwortquote der letztgenannten Zielgruppe sicherlich mit einem wesentlich geringeren Wert zu rechnen gewesen wäre als bei den Experten. Hinzu kommt, dass aufgrund der geringeren Anzahl an ausgewählten Experten eine direkte briefliche Ansprache möglich war, womit zusätzlich eine größere Resonanz gesichert werden konnte. Aufgrund der großen Zahl der Netzbetreiber konnten diese lediglich mittels einer allgemein gehaltenen E-Mail durch den Auftraggeber angesprochen werden. Es war zudem damit zu rechnen, dass nicht alle Unternehmensvertreter über Informationen zu allen Fragestellungen einer auf sektorweiten Erkenntnisgewinn gerichteten Analyse verfügen würden, da nicht alle Unternehmen in beiden Sektoren und über alle Netzebenen aktiv sind.<sup>1</sup> Diese Erwartungen haben sich insgesamt bestätigt, da bei den Experten eine wesentlich höhere Antwortquote erreicht wurde als bei der Befragung der Netzbetreiber.

In Zusammenarbeit mit den ingenieurwissenschaftlichen Partnern und in Absprache mit dem Auftraggeber wurde schließlich eine Liste von 133 Experten (71 Gasexperten und 62 Stromexperten) erstellt, die einige Wochen im voraus postalisch auf die Befragung hingewiesen und um ihre Teilnahme ersucht wurden. Angeschrieben wurden Experten aus den Bereichen Wissenschaft, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsbetreiber, energiewirtschaftliche Verbände und Beratungsgesellschaften, sowie Anlagenhersteller und Experten aus dem europäischen Ausland. Grundlegendes Kriterium für die Auswahl war entsprechend der Zielrichtung der Ausschreibung die fachliche Qualifikation der zu befragenden Personen.

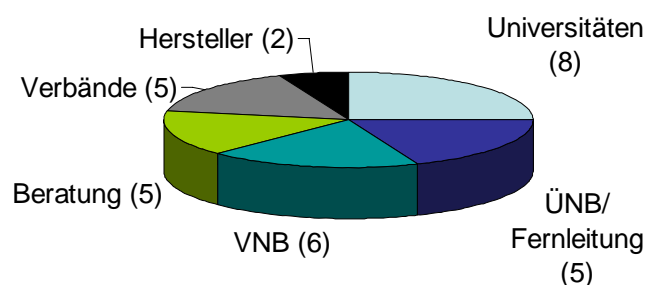
---

<sup>1</sup> Bei vereinzelter telefonischer Rücksprache hat sich jedoch ergeben, dass in den Unternehmen bei Fragen zu unterschiedlichen Energieebenen oder Kompetenzgebieten jeweils auch andere Fachabteilungen zur Beantwortung herangezogen wurden.

Damit wurde der in der Ausschreibung angedeutete Kreis der zu Befragenden nicht zuletzt vor dem Hintergrund dieses Kriteriums ergänzt und zwar um die bereits erwähnten Vertreter der relevanten Anlagenhersteller bzw. deren Verbände. Mit diesem Vorgehen konnten in der Vergangenheit bei ähnlichen Fragestellungen, den technischen Standard in Telekommunikationsnetzen betreffend, gute Erfahrungen gemacht werden. Ebenso wurden technisch erfahrene und in der Vergangenheit z.B. im Rahmen der Verhandlungen zur Verbändevereinbarung aktive Netznutzer als Experten befragt. Als Ausgangspunkt war grundsätzlich vorgesehen, eine ungefähre Gleichgewichtung aller Gruppen bei einem leichten Übergewicht zugunsten von Unternehmensexperten und Wissenschaftlern zu erreichen.

Die Expertenbefragung startete nach Fertigstellung der Fragebögen bzw. der zugehörigen Internetseite am 12. Dezember 2005. Bis zum offiziellen Ende des Befragungszeitraums am 10. Januar 2006 waren jedoch nur 28 der versendeten Login-Codes für die Internetbefragung genutzt worden. Daraufhin wurde die Frist verlängert und auf telephonischem Wege weitere Experten gebeten, die Fragebögen zu bearbeiten. Am Ende des Zeitraums wurden 32 Login-Codes als genutzt registriert. Die tatsächliche Antwortquote dürfte allerdings deutlich höher gelegen haben, da dem Konsortium aus telefonischen und brieflichen Kontakten mit den Experten bekannt ist, dass eine Reihe von Personen, die in der selben oder verbundenen Institutionen arbeiten, die Fragen gemeinsam bearbeitet haben.<sup>2</sup> Unter Berücksichtigung dreier postalischer Rückläufer wurde eine Antwortquote in Höhe von rund 35 % erreicht, was angesichts des kurzen Befragungszeitraums bzw. des ungünstigen Termins als Erfolg gewertet werden muss.

Abbildung 2: Zuordnung der genutzten Login-Codes zu den Kompetenzbereichen – Strom- und Gasexperten (Anzahl der Teilnehmer in Klammern)



<sup>2</sup> Aufgrund telefonischer Rückfragen der zu befragenden Experten kann von mindestens 15 Personen ausgegangen werden, die in derselben Institution „mehrfach“ angeschrieben wurden und nach Rücksprache ein einheitliches Passwort erhielten und somit lediglich als ein Teilnehmer gewertet werden konnten.

Wie Abbildung 2 zeigt, waren dabei Antworten aus allen prädefinierten Kompetenzbereichen zu verzeichnen. Lediglich die angeschriebenen Experten aus dem Ausland nahmen nicht an der Befragung teil, was sich zumindest teilweise aufgrund der nicht unmittelbaren Betroffenheit bzw. Vertrautheit mit der spezifischen Situation in Deutschland erklären lässt. Die größte Gruppe stellten sowohl bei den angefragten als auch bei den teilnehmenden Experten Personen aus dem universitären Bereich dar. Darauf folgt die Gruppe der Unternehmensexperten (Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsgesellschaften sowie Verteilnetzbetreiber). Das Ergebnis dieser überschlägigen Non-Response-Analyse fällt somit positiv aus, da die Zugehörigkeit zu einer bestimmten Gruppe nicht zu systematischen Verzerrungen hinsichtlich der Beantwortung der Internetbefragung geführt hat.

## 2.2 Befragungsmethodik und thematischer Aufbau

Die empirische Wissenschaft kennt grundsätzlich mehrere Methoden, um im Dialog mit Experten z. B. im Rahmen einer Befragung eine Gewichtung von Kriterien zu erhalten. Die hier durchgeführte Befragung greift dabei auf den grundsätzlichen Ansatz der Gewichtung durch Einstufung (Rating) zurück: Die Experten wurden gebeten, die potenziellen Kostentreiber je nach ihrer relativen Bedeutung bzw. ihres relativen Kosteneinflusses mit einer Punktzahl zu bewerten. Dabei wurde die Methode der so genannten „point allocation“ mit der einer „ratio estimation“ kombiniert, sodass die Experten in jeder Teilfrage maximal 100 Punkte zur Verfügung hatten, die sie entsprechend ihrer Einschätzung der jeweiligen relativen Bedeutung auf die einzelnen Kostentreiber verteilen sollten. Das wichtigste Kriterium – mithin der nach Meinung des Experten bedeutsamste Kostentreiber – sollte unter diesen Restriktionen die meisten Punkte erhalten, wohingegen ein Faktor ohne wesentlichen Einfluss mit 0 Punkten bewertet werden dürfte. Konnten oder wollten die Experten zur relativen Bedeutung der Kostentreiber keine Aussage machen, so konnte dies durch eine Gleichgewichtung aller relevanten Punkte zum Ausdruck gebracht werden. Ebenso bestand die Möglichkeit, keine Angaben zu einer bestimmten Teilfrage zu machen. Um die Befragung auch für neue Erkenntnisse offen zu gestalten, bestand die Möglichkeit, wichtige zusätzliche Aspekte in freien Feldern (Sonstige) zu ergänzen und auf diese zusätzlichen Aspekte einen Teil der jeweils 100 Gesamtpunkte zu verwenden. Dem qualitativen Charakter der Befragung entsprechend, waren zudem bezüglich jeder Netz- und Befragungsebene Kommentarfelder zur freien Texteingabe vorgesehen.

Die Umfrage war thematisch in die beiden großen Teilbereiche Strom und Gas gegliedert. Die jeweiligen Teilnehmer waren durch ihren Login bereits als Experte für einen der beiden Bereiche identifizierbar und wurden daher zunächst gebeten, die Fragen in ihrem Kompetenzbereich zu beantworten. Sie hatten auf Wunsch des Auftraggebers jedoch die Gelegenheit, auch den anderen Befragungsteil einzusehen und hier ebenfalls Antworten zu geben. Die Antworten außerhalb der jeweiligen Kernkompetenz Strom oder Gas wurden zunächst mit der Voreinstellung „keine Angabe“ versehen, um so zu vermeiden, dass den Experten unnötige Eingaben zugemutet wurden.

### 3 Auswertung der Befragungsergebnisse

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte zum einen auf der Ebene 1 jeweils für jede (Um-) Spannungsebene bzw. für das Fernleitungs- und Verteilernetz im Gasbereich. Im zweiten Schritt wurden die Punktzahlen der Ebene 1 mit den entsprechenden Punktzahlen der Ebene 2 multipliziert, um so die Relevanz einzelner Kostentreiber sichtbar zu machen. Im folgenden werden diese Ergebnisse jedoch nur auszugsweise wiedergegeben. Exemplarisch wird jeweils das Niederspannungsnetz anhand von Abbildungen erläutert.

#### 3.1 Ergebnisse der Ebene 1

In den Grafiken der Ebene 1 wird jeweils die Anzahl  $n$  der Experten (bzw. koordinierte Antworten mehrerer Experten) ermittelt, die eine bestimmte Frage überhaupt beantwortet haben. Aufgrund der gegebenen Option, auch Fragen des jeweils anderen Fachgebiets zu beantworten, sind sektorübergreifende Mehrfachantworten der Experten möglich. Als wichtigste Orientierungsgröße für die Auswertung und Bewertung der Antworten in beiden Ebenen wurde das einfache arithmetische Mittel herangezogen, d.h. die durchschnittliche Punktzahl, mit der ein bestimmter Teilaspekt von denjenigen Experten gewichtet wurde, die eine bestimmte Teilfrage überhaupt beantwortet haben.

Zusätzlich werden zwei Kontrollgrößen ausgewiesen: Einerseits der Mittelwert ohne die maximale Punktzahl (bereinigter Mittelwert), um zu verdeutlichen, ob ein hoher Mittelwert bei einem kleinem  $n$  durch singuläre Bewertungen verursacht wurde sowie die Anzahl der Antworten größer Null, d. h. wie viele Experten den fraglichen Teilaspekt positiv bewertet haben.<sup>3</sup> Diesen Kennzahlen zufolge sollte ein relevanter Kostentreiber daher einen hohen Mittelwert bei vielen positiven Antworten sowie einen ähnlich hohen korrigierten Mittelwert aufweisen und vice versa. Trotz dieser Hilfsgrößen sollte bei einer Einordnung und Bewertung der Ergebnisse immer darauf geachtet werden, dass es sich lediglich um Tendenzaussagen handelt, die im Rahmen einer qualitativen Befragung festgestellt wurden.

##### 3.1.1 Ergebnisse Expertenbefragung Strom

In der Höchstspannung wurden die globalen Faktoren Netzstruktur und Netzbetrieb mit Abstand am höchsten bewertet. Als weitere wichtige Themenbereiche sind in den beiden obersten Netzebenen die Abnahmestruktur, Versorgungszuverlässigkeit sowie die Netzeigenschaften mit einer hohen durchschnittlichen Punktzahl durch die Experten

---

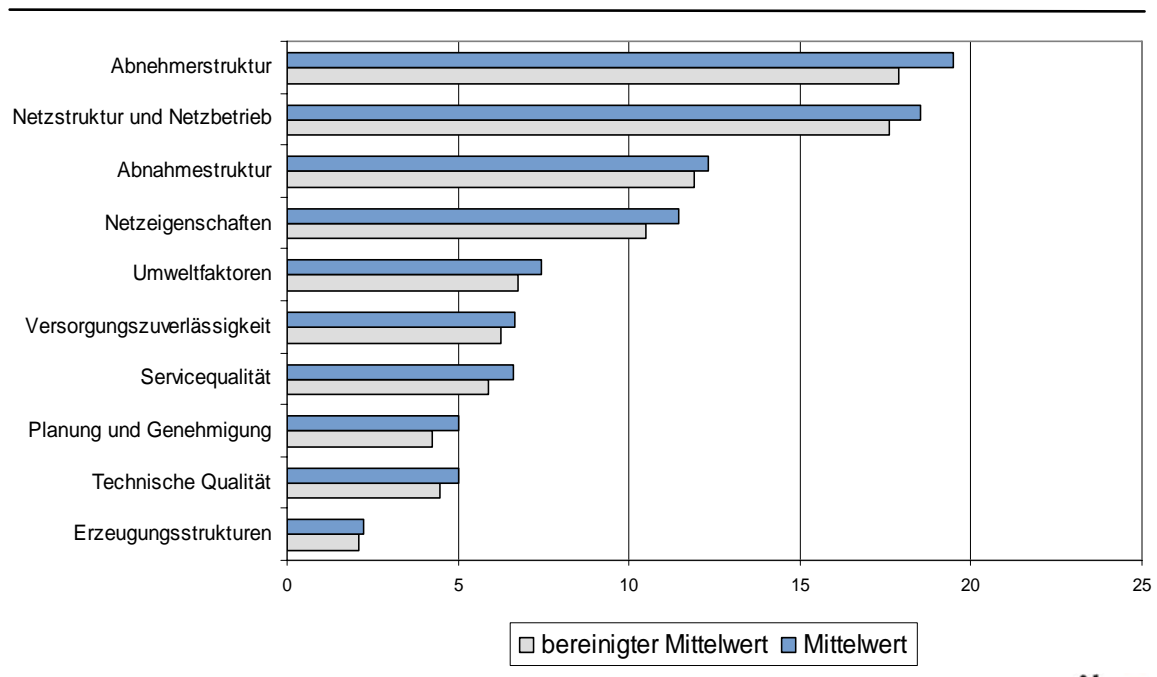
<sup>3</sup> Diese Größe verläuft meist im Gleichlauf zu den Mittelwerten und wird deshalb der Übersichtlichkeit halber nicht in der grafischen Ergebnisdarstellung aufgeführt.



versehen worden. Die niedrigste Bewertung als kostentreibender Faktor in Ebene 1 hat sowohl für die Höchst- als auch die Hochspannung die technische sowie die Servicequalität. Zusätzlich wurden in diesen beiden Netzebenen die globalen Faktoren Netzstruktur und Netzbetrieb mit Abstand am höchsten bewertet.

Auf den Ebenen der Mittel- und Niederspannung nimmt die Abnehmerstruktur eine wichtige Rolle ein und übertrifft hierbei auch die Abnahmestruktur, die in den beiden oberen Netzebenen hohe Werte erreicht hatte. Damit verbunden steigt auch die Bedeutung der Servicequalität durch die Wahrnehmung der Verteilungsaufgabe im Vergleich zur Höchst- und Hochspannung an. Bei der Übertragungsaufgabe, d. h. für die Höchst- und Hochspannungsebene hingegen, wurde die Abnahmestruktur mit einer höheren Punktzahl gewichtet. Erwartungsgemäß wird die Rolle der Erzeugungsstrukturen mit zunehmender Spannungsebene von den Experten mit einem höheren Gewicht versehen. Dagegen kommt in den Ergebnissen zur Mittel- und Niederspannung auch zum Ausdruck, dass diese Netzebenen stärker die Aufgabe wahrnehmen, Energie an Abnehmer zu verteilen, anstatt die erzeugte Energie zu übertragen.

Abbildung 3: Kostentreiber Niederspannung n = 20



Bei den unteren Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannung) wird auch der Einfluss der Versorgungszuverlässigkeit als kostentreibender Faktor als immer geringer eingeschätzt. Dies kann damit erklärt werden, dass in den genannten Spannungsebenen die Folgen einer geringeren Zuverlässigkeit keine großflächigen Auswirkungen wie

bei der Hoch- und Höchstspannung verursachen. Aus diesem Zusammenhang heraus könnte bei höheren Spannungsebenen die Einhaltung der Versorgungszuverlässigkeit potenziell als Kostentreiber mit höherer Relevanz bewertet worden sein. Die Kostenkategorien Umweltfaktoren sowie Planung und Genehmigung werden von den Experten hinsichtlich ihrer Bedeutung in den einzelnen Spannungsebenen als ähnlich wichtig erachtet. Lediglich der letztgenannte Faktor nimmt in der höchsten Spannungsebene eine große Bedeutung ein, da sich dort die Anlagen über ausgedehnte Gebiete erstrecken und daher eine größere Anzahl von Einflussfaktoren für die Planung und Genehmigung der Netze berücksichtigt werden muss.

Die Ergebnisse für die Umspannebenen fallen im Vergleich zu den weiter oben vorgestellten Ergebnissen der Netzebenen wesentlich einheitlicher aus. So wurden die Faktoren Struktur und Betrieb der Umspannebene sowie Abnahmestruktur über alle Umspannebenen hinweg als wichtigste Kostentreiberkategorien genannt. Dieses Ergebnis kann dahingehend interpretiert werden, dass die Experten den Investitionskosten, welche auch durch die Abnahmestruktur bestimmt werden, die größte Bedeutung beimessen. Analog zu den Ergebnissen der Spannungsebenen nimmt der Einfluss des Faktors Genehmigung und Planung als potenzieller Kostentreiber bei den Umspannebenen mit niedrigerer Spannungsebene ab. Dies könnte durch den geringer werdenden Einfluss von Gegebenheiten wie Gebietsgrenzenüberschreitung, Auflagen durch großflächigere Auswirkungen etc. im Vergleich zu den höheren Umspannebenen begründet sein.

### 3.1.2 Ergebnisse Expertenbefragung Gas

Bezüglich der Ergebnisse der Expertenbefragung Kostentreiber Gas muss zunächst festgestellt werden, dass hier mit 11 (Fernleitungsnetze) bzw. 12 (Verteilernetze) Experten weniger Informationen eingegangen sind als in der vergleichbaren Befragung für die Stromnetze – dieser Befund gilt auch für die zweite Ebene der Befragung.

Große Übereinstimmung bezüglich der relativen Bedeutung des Faktors Netzstruktur und Netzbetrieb besteht für das Fernleitungs- und Verteilnetz. Dieser Faktor rangiert bezüglich beider Netzebenen jeweils an erster Stelle, eine Übereinstimmung, die einen wesentlichen Unterschied zur Befragung im Hinblick auf die Stromnetze bildet. Hier scheinen die Kosteneinschätzungen der grundlegenden Bedeutung der Netze und ihres Betriebes zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe zu entsprechen. Allerdings stellt dies auch die weiteste Systemgrenze aller Fragen bzw. Kategorien dar. Insofern kann diese Übereinstimmung auch als der kleinste gemeinsame Nenner einer Diskussion über die Kostentreiber in Gasnetzen interpretiert werden. Auch der Faktor Abnahmestruktur wird für beide Netzarten mit einem hohen Rang bewertet, wobei im Verteilernetz wiederum analog zu den Stromnetzen mit Verteilungsaufgabe die Abnehmerstruktur eine wenn auch nur knapp höhere Bewertung erhält.

Geht man von einer größeren Nähe der Verteilernetze zum Endkunden aus, kann davon ausgegangen werden, dass dieses für eine große Bandbreite möglicher Abnahmestrukturen zutreffen muss. Im Fernleitungsnetz sind die Abnahmestrukturen dagegen stärker summarisch und punktuell konzentriert vorhanden (z.B. Belieferung mehrerer Verteilernetze), es existiert mithin eine starke Orientierung hin zu großen Verbrauchschwerpunkten. Der Faktor Netzeigenschaften erhält bei den Fernleitungsnetzen die zweithöchste Bewertung und schneidet damit etwas besser ab als in den Verteilernetzen. In dieser globalen Kategorie bilden sich die jeweiligen Versorgungsaufgaben ab und eventuell die Historie der Netzentstehung. Insbesondere die Alterstruktur der Netze und der aktuelle und zu erwartende Rehabilitationsbedarf können, wie auch von den Experten an anderer Stelle der Befragung zum Ausdruck gebracht, in erheblichem Maße die Kosten treiben.

Der Faktor Versorgungszuverlässigkeit wird bei den Fernleitungsnetzen an vierter Stelle genannt während bei den Verteilernetzen hier der Faktor Netzeigenschaften rangiert. Im Bereich der Fernleitungsnetze ist eine Störung von großer Wirkung, da die Leitungen Ballungsräume und Abnahmeschwerpunkte versorgen und zudem nur in den seltensten Fällen (streckenweise) parallel vorhanden sind. Die Anlagentechnik ist sehr aufwendig und sieht an neuralgischen Punkten Redundanzen vor (z.B. Reserveverdichter). Das Ausmaß in dem Überwachungs- und Automatisierungstechnik im Netz zum Einsatz kommt, wirkt diesbezüglich ebenfalls kostentreibend. Den Umweltfaktoren werden nur leicht unterschiedliche Bedeutungen zugemessen, sie rangieren jeweils auf Platz fünf. Für die Fernleitungsnetze haben die Wegführung, Bodenbeschaffenheit und Hindernisse (Wasser, Berge, Geländeneigung, etc.) aber auch die Beschaffung von Wegerechten einen größeren Einfluss auf die Kosten als bei den Verteilernetzen. Letztere dürften stärker durch den Unterschied Stadt/Land geprägt sein. Die Faktoren Planung und Genehmigung und Servicequalität rangieren bei beiden Netzarten auf den hinteren Plätzen. Angesichts der gesamten Techniklastigkeit der Versorgung ist die niedrige Bewertung dieses Faktors überraschend im Hinblick auf den Planungsaufwand, der mit dem Aufbau einer komplett neuen Pipelineroute verbunden ist. Economies of Scope lassen sich realisieren, wenn parallele Verlegungen erfolgen, die den selben Trassenraum nutzen, ohne dass Genehmigungen erneut eingeholt werden müssten. Die Planungskosten werden zumindest noch höher als die Servicekosten eingeschätzt. Zumindest werden aber die Bemühungen um die Kundenzufriedenheit durchaus als wichtige Dienstleistung und entsprechender Kostenfaktor wahrgenommen.

### **3.2 Ermittlung multiplikativer Punktwerte für Ebene 2**

Auf der Ebene 2 war die Befragung detaillierter auf die Relevanz einzelner Kostentreiber bezogen. Dabei wurde bewusst in Kauf genommen, dass z.T. Abhängigkeiten und Wirkungszusammenhänge zwischen den Faktoren bestehen. Im Vordergrund der Befragung stand jedoch die Identifizierung der wichtigsten Parameter bzw. die Ermittlung

der Schwerpunkte bei der Punktevergabe. So wurden beispielsweise auch Verhältniszahlen abgefragt (z.B. Anschlüsse/qm), die sich aus Absolutwerten errechnen lassen. Diese wurden aber i. A. eher gering bewertet. Die Absolutwerte dürften sich somit für ein Benchmarking besser eignen.

Zur Ermittlung einer Rangfolge einzelner Benchmarking -Parameter wurden die Punkte des jeweiligen Bereichs der Ebene 1 mit den Punkten für die einzelnen Faktoren der Ebene 2 multipliziert. Damit werden die Ergebnisse der Ebene 2 gewichtet, d.h. eine hohe Bewertung eines Kostentreibers auf Ebene 2 kann durch eine niedrige Bewertung des gesamten relevanten Bereichs auf Ebene 1 kompensiert werden und umgekehrt. Da die Experten die Möglichkeit hatten, die Fragen der Ebene 2 vor der Beantwortung der Fragen auf Ebene 1 einzusehen, kann davon ausgegangen werden, dass sie sich dieser Konsequenz bewusst waren. Da in einigen Bereichen der Ebene 2 deutlich weniger Antwortmöglichkeiten vorgegeben wurden als in anderen, kann es hier aber zu einer im Durchschnitt höheren Punktevergabe gekommen sein, so dass sowohl die Ergebnisse der Ebene 2 als auch die Produktwerte (d.h. die ausmultiplizierten Punkte der Ebenen 1 und 2) mit entsprechender Vorsicht betrachtet werden sollten. Beide Aspekte sollten bei einer Interpretation der Ergebnisse nicht aus den Augen verloren werden.

Im folgenden werden die Gesamtergebnisse der Spannungsebenen bzw. der Fernleitungs- und Verteilerebene im Gasbereich besprochen. Exemplarisch werden die Ergebnisse der Niederspannung in Tabellenform dargestellt.

### 3.3 Ergebnisse Ebene 2 Strom

#### 3.3.1 Höchstspannung

Auf der Höchstspannungsebene erreicht der Faktor „Altersstruktur der Freileitungen“ die höchste Gesamtpunktzahl. Freileitungen sind auf der Höchstspannungsebene der dominierende Übertragungsweg. Hier dürfte vor allen Dingen die Berücksichtigung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen eine wichtige Rolle gespielt haben. Dies wurde bei der telefonischen Nachbefragung durch einen Netzbetreiber bestätigt.

Ebenfalls als sehr wichtig eingestuft wurde die Einhaltung des n-1-Kriteriums, welches auf den anderen Spannungsebenen eine eher untergeordnete Rolle spielt.

Die Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a] ist in der Rangfolge der Gesamtpunktzahlen auf Platz 3 angesiedelt. In Verbindung mit dem Faktor Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit [1/a] (Platz 7) bestätigt sich die hohe Einschätzung über die kostentreibende Wirkung der Versorgungszuverlässigkeit.

Die Geländetopographie nimmt in der Rangfolge den vierten Platz ein und ist damit von den Umweltfaktoren der entscheidende Kostentreiber. Auch hier wurde durch einen Netzbetreiber bestätigt, dass eine Trasse, die natürliche Hindernisse überwinden muss (Seen, Wald, Berge etc.) beim Bau wesentlich höhere Kosten verursacht als eine geradlinige Trasse.

Wie zu erwarten war, hat nur in der Höchstspannung die Frequenzhaltung kostentreibende Eigenschaften, da nur auf dieser Spannungsebene die Frequenz geregelt wird. Daher ist auch in der Höchstspannung die Bereitstellung von Regelleistung mit den vergleichsweise höchsten Kosten verbunden, da nur auf Übertragungsebene die Verantwortlichkeit für die Frequenzregelung gegeben ist.

### 3.3.2 Hochspannung

Als wichtigster Kostentreiber auf der Hochspannungsebene wurde die Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a] bewertet. Ebenfalls hoch bepunktet wurden die ebenfalls zur Versorgungszuverlässigkeit gehörenden Faktoren Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit [1/a] und Verringerung der Unterbrechungsdauer [min] (Rang 5 und 6). Die Folgen einer geringeren Zuverlässigkeit haben auf dieser Ebene großflächigere Auswirkungen und verursachen damit auch höhere Kosten.

Als zweitwichtigster Faktor ergibt sich die Spannungshaltung. Dieses Ergebnis mag auch mit der Fragestruktur zusammenhängen, da hier nur zwischen Spannungs- und Frequenzhaltung unterschieden wurde, welche aber nur auf der Höchstspannungsebene relevant ist.

Hoch bewertet wurde auch die Alterstruktur der Schaltanlagen. Dies lässt sich laut Auskunft eines Netzbetreibers mit den regelmäßigen Instandhaltungsmaßnahmen begründen.

Auf Platz 4 der Rangliste findet sich der Kostentreiber „Genehmigungsverfahren“, der auf dieser Ebene unter allen Spannungs- und Umspannebenen im Strombereich den höchsten Rang einnimmt.

### 3.3.3 Mittelspannung

Auf der Mittelspannungsebene ergibt sich ein ähnliches Bild wie auf der Hochspannungsebene. Neben der Spannungshaltung (Rang 1) ist die Altersstruktur der Schaltanlagen (Rang 3) ein wichtiger Kostentreiber. Weiterhin hoch bepunktet ist die Alterstruktur der Kabel (Rang 2), was die Tatsache widerspiegelt, dass die Verkabelung mit sinkender Spannungsebene i. A. zunimmt. Dies wird auch durch die Bewertung der Faktoren Trassenlänge Kabel (Rang 4) sowie Verkabelungsgrad (Rang 9) bestätigt.

Nicht ganz so wichtig wie auf den höheren Ebenen sind die Faktoren, die der Versorgungszuverlässigkeit zugerechnet werden (Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit [1/a], Verringerung der Unterbrechungsdauer [min], Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a]), sie finden sich auf den Rängen 4 bis 6.

#### 3.3.4 Niederspannung

Auf der Niederspannungsebene finden sich die Faktoren Altersstruktur der Kabel und „Trassenlänge Kabel [km]“ auf den Rängen 1 und 3, während die Spannungshaltung auch auf dieser Ebene eine wichtige Rolle spielt (Rang 2). Die „Nähe“ zum Endkunden wird durch die Platzierung der Faktoren auf den Rängen 4 bis 8 deutlich: Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm), Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige)“, „Zahl der Kundenanschlüsse, und Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige)) auf das Netzgebiet.

Tabelle 1: Niederspannung: Auswertung Ebene 2 und Gesamtpunktzahl

	Ebene 2	Gesamt
<b>Netzstruktur und Netzbetrieb (18,5 Punkte in Ebene 1)</b>		
Trassenlänge Kabel [km]	19,83	369,22
Stromkreislänge Kabel [km]	10,83	200,42
Verkabelungsgrad	9,58	177,29
Auslastung der Netzkapazität	9,17	169,58
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung	8,75	161,88
Trassenlänge Freileitungen [km]	7,42	137,21
Stromkreislänge Freileitungen [km]	7,42	137,21
Stromkreislänge Kabel je Fläche [km/qkm]	6,67	123,33
Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet	6,17	114,08
Stromkreislänge Freileitungen je Fläche [km/qkm]	4,17	77,08
Anzahl der Masten	2,92	53,96
Netzverluste (MWh)	2,92	53,96
Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr	1,25	23,13
Stromkreislänge Kabel je Abnahmemenge [km/MWh]	0,42	7,71
Stromkreislänge Freileitungen je Abnahmemenge [km/MWh]	0,42	7,71
Zwischensumme der Punkte	97,94	1813,76
<b>Abnahmestruktur (12,32 Punkte in Ebene 1)</b>		
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	17,08	210,39
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast)	16,67	205,26
Abnahmedichte (MWh / qkm)	12,92	159,08
Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet	12,08	148,82
Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]	7,92	97,50
Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden	7,92	97,50
Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]	5,83	71,84
Gesamtenergieabnahme [MWh/a]	5,42	66,71
Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden	3,33	41,05
Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet	2,92	35,92
Verteilung der Spitzenlast über das Jahr	2,50	30,79
Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden	0,42	5,13
Zwischensumme der Punkte	95,00	1170,00
<b>Versorgungszuverlässigkeit (6,67 Punkte in Ebene 1)</b>		
Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a]	36,00	240,16
Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit [1/a]	28,00	186,79
Verringerung der Unterbrechungsdauer [min]	28,00	186,79
Verringerung der störungsbedingt nicht zeitgerecht gelieferten Gesamtenergiemenge [MWh/a]	1,00	6,67
Zwischensumme der Punkte	93,00	620,41
<b>Netzeigenschaften (11,45 Punkte in Ebene 1)</b>		
Altersstruktur der Kabel	33,75	386,44
Altersstruktur der Schaltanlagen	22,50	257,63
Altersstruktur der Freileitungen	16,67	190,83
Netzform (Strahlen-, Ring-, Maschen-Netze)	14,58	166,98
Vermaschungsgrad	10,00	114,50
Zwischensumme der Punkte	97,50	1116,38
<b>Umweltfaktoren (7,42 Punkte in Ebene 1)</b>		
Versiegelungsart	24,17	179,34
Versiegelung des Bodens	22,00	163,00
Bodenfestigkeit	18,75	139,14
Geländetopografie	15,42	114,41
Vegetation	7,50	55,66
Klimatische Bedingungen	2,50	18,55
Zwischensumme der Punkte	90,42	670,99
<b>Planung und Genehmigung (5,03 Punkte in Ebene 1)</b>		
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen	32,10	161,43
Genehmigungsverfahren	31,90	160,42
Zwischensumme der Punkte	64,00	321,85
<b>Erzeugungsstrukturen (2,25 Punkte in Ebene 1)</b>		
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten	25,42	57,19
Anteil Erneuerbarer Energien	24,58	55,31
Verteilung der Erzeugung auf das Netzgebiet	12,92	29,06
Zeitgleiche Jahreshöchstleistung	6,67	15,00
Anteil Kraftwärmekopplung	6,25	14,06
Verfügbarkeit	4,17	9,36
Verteilung der Erzeugung auf die Kraftwerke	3,75	8,44
Durchschnittliche Erzeugungsmenge je Kraftwerk [MWh pro Kraftwerk]	3,33	7,50
Verteilung der maximalen Erzeugung über das Jahr	3,33	7,50
Zeitgleiche Jahreshöchstleistung	1,67	3,75
Eingespeiste Energiemenge relativ zur Abnahme [MWh/MWh]	0,83	1,88
Gesamtenergieeinspeisung [MWh/a]	0,00	0,00
Eingespeiste Energiemenge je Versorgungsfläche [MWh/qkm]	0,00	0,00
Volllaststunden der Erzeugung [h/a]	0,00	0,00
Zwischensumme der Punkte	92,92	209,06
<b>Abnehmerstruktur (19,5 Punkte in Ebene 1)</b>		
Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)	18,08	352,50
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige)	17,31	337,50
Zahl der Kundenanschlüsse	16,92	330,00
Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet	13,85	270,00
Zersiedelung	13,08	255,00
Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen	7,31	142,50
Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)	6,92	135,00
Zahl der Einwohner	4,23	82,50
Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen	0,38	7,50
Zwischensumme der Punkte	98,08	1912,50
<b>Servicequalität (6,6 Punkte in Ebene 1)</b>		
Verringerung der Zeitdauer für die Durchführung von Reparaturen	33,85	223,38
Verringerung der Reaktionszeit auf Kundenanfragen	20,00	132,00
Verringerung der Zeitdauer für die Herstellung von Anschlüssen	19,62	129,46
Erhöhung der Erreichbarkeit des Service Centers	19,23	126,92
Zwischensumme der Punkte	92,69	611,77
<b>Technische Qualität (5 Punkte in Ebene 1)</b>		
Spannungshaltung	76,67	383,33
Frequenzhaltung	0,00	0,00
Zwischensumme der Punkte	76,67	383,33

Legende zu Tabelle 1: Zur Verdeutlichung wurden die Felder mit Werten zwischen 100 und 200 Punkten blau gefärbt, Felder mit Werten über 200 Punkten wurden gelb gefärbt

## 3.4 Ergebnisse Ebene 2 Gas

### 3.4.1 Fernleitungsnetz

Auf Rang 1 der Gesamtauswertung rangiert hier der Faktor „Einhaltung von Umweltschutzanforderungen“. Der Kostentreiber Genehmigungsverfahren findet sich auf Rang 5. Diese hohe Bewertung mag zum einen Ausfluss der Tatsache sein, dass in diesem Bereich nur die genannten Faktoren zur Auswahl standen, dennoch zeigen sie die Relevanz von Planungs- und Genehmigungsverfahren, welche vor allen Dingen beim Bau neuer Leitungen anfallen dürften. Weiterhin kann vermutet werden, dass die Anforderungen an die technische Sicherheit des Gastransports höher sind als im Strombereich, da hier z.T. unmittelbare Gefahren für die Bevölkerung entstehen können. Dies dürfte sich entsprechend auf die Kosten auswirken.

Eng verbunden mit diesem Aspekt sind die Faktoren Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a] und Verringerung der Zeitdauer für die Durchführung von Reparaturen (Plätze 2 und 4), da Versorgungsunterbrechungen häufig mit Leckagen o.Ä. einhergehen.

Ebenfalls hoch bewertet (Rang 3) ist das Alter der Leitungen. Hier ist davon auszugehen, dass Reparaturen oftmals der Vorzug vor Erneuerungsinvestitionen gegeben wird, so dass sich das Alter insgesamt entsprechend kostentreibend auswirkt.

### 3.4.2 Verteilernetz

Ein ähnliches Bild wie auf der Fernleitungsebene ergibt sich für die Verteilnetzebene. Auf Rang 1 rangiert hier die Verringerung der Nichtverfügbarkeit [min/a], gefolgt vom Faktor „Alter der Leitungen“. Auf Rang 3 findet sich der Faktor Netzstruktur (sternförmig, ringförmig, vermascht), was die Gegebenheiten der Verteilnetzebene erwartungsgemäß widerspiegelt. Auf Platz 4 -7 rangieren Kostentreiber, die alle mehr oder weniger die größere Nähe zum Endkunde widerspiegeln. Hier finden sich die Faktoren Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast), Alter der GDRM (Gas-Druckregel-Messstationen), Zahl der Kundenanschlüsse und Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm).



### **3.5 Bestätigung der Ergebnisse durch eine ergänzende Befragung der Netzbetreiber**

Die Unternehmen wurden per E-Mail benachrichtigt, dass für sie vom 19.12.2005 bis einschließlich 13.01.2006 die Möglichkeit bestand, freiwillig und anonym an der Befragung teilzunehmen. Von den insgesamt rund 1600 angeschriebenen Netzbetreibern haben 76 an der Befragung teilgenommen. Stellt man die einzelnen Ränge der Kostentreiber beider Befragungen auf Ebene 1 einander gegenüber, erhält man für den Korrelationskoeffizienten nach Pearson mit rund 0,867 (Strombefragung) bzw. 0,643 (Gasbefragung) recht hohe Werte, was einen starken linearen Zusammenhang der vergebenen Ränge impliziert. Somit kann insgesamt eine sehr hohe Kongruenz für die Ergebnisse beider Befragungsrunden festgestellt werden.

Themen mit besonders hoher Übereinstimmung im Strombereich waren dabei die Stellung der Servicequalität sowie der Erzeugungsstrukturen. Im Gassektor wurden ebenfalls beim Thema Servicequalität sehr ähnliche Einstufungen vorgenommen.

## 4 Einordnung und Bewertung der Ergebnisse in die Kostentreiber-systematik

Im folgenden Kapitel werden die Befragungsergebnisse im Kontext einer systematischen Einteilung der Kostentreiber geordnet und abschließend bewertet. Dieser Vorgehensweise liegt einerseits eine Einteilung in exogene und endogene Kostentreiber zugrunde, wie dies bereits einleitend in Kapitel 1 ausgeführt wurde. Andererseits geht sie davon aus, dass sich die Befragungsergebnisse bzw. die darin enthaltenen Kostentreiber bestimmten Funktionen und Aufgaben zuordnen lassen, die ein Netzbetreiber wahrnimmt. Zu diesem Zweck wird zunächst die zugrunde liegende Systematik eines so genannten Kostentreiberbaumes erläutert, auf dessen Basis anschließend eine Zuordnung der Befragungsergebnisse auf bestimmte Aufgaben und Funktionen erfolgt sowie die bereits angesprochene Einteilung in exogene oder endogene Faktoren. Dies geschieht ausführlich am Beispiel der Niederspannung Strom, da in dieser Netzebene eine Vielzahl von Parametern abgefragt wurde.

Darauf aufbauend wurde in Zusammenarbeit der Konsortien Consentec, Sumicsid und WIK-Cosult die Relevanz der einzelnen Ergebnisse diskutiert, bevor alle als relevant identifizierten Parameter dann dahingehend untersucht wurden, inwieweit zwischen ihnen Abhängigkeiten bestehen bzw. inwieweit es möglich ist, einzelne Aspekte durch andere ebenfalls abgefragte und als relevant identifizierte Kostentreiber abzubilden. So hat sich z.B. gezeigt, dass sich eine Reihe von Aspekten (z.B. die Zahl der Einwohner) unter dem Kostentreiber Anzahl der Kundenanschlüsse subsumieren lassen. Es lässt sich hier auch von einer indirekten Abbildung sprechen. Eine solche Zuordnung bzw. indirekte Abbildung erfolgt für alle Netzebenen beider Sektoren. Um deutlich zu machen, welcher Anteil der von den Experten insgesamt als relevant eingeschätzten Kostentreiber auf diesem Wege abgebildet wird, erfolgt eine Zurechnung. D.h. dem als relevant identifizierten Kostentreiber werden die Gesamtpunkte der Faktoren zugeschlagen, die durch diesen Kostentreiber auch oder indirekt abgebildet werden. Es lässt sich dann im Endergebnis zeigen, welcher Anteil der insgesamt bepunkteten Kostentreiber durch die letztlich ausgewählten abgebildet wird. Dieses Vorgehen wird in tabellarischer Form dargestellt. Auf dieser Basis erfolgt eine erste Einschätzung, welche Parameter für ein Benchmarking der Netzbetreiber zur Anwendung gelangen können.

### 4.1 Exogene und endogene Kostentreiber in der Befragung

Die einzelnen potenziell kostentreibenden Faktoren aus der Expertenbefragung können ebenso in exogene, endogene oder so genannte gemischte Kostentreiber (sowohl exogene als auch endogene Anteile) eingeteilt werden. Die Überlegungen, die der Abgrenzung zugrunde liegen, seien kurz verdeutlicht: Als **exogen** können diejenigen Bereiche gekennzeichnet werden, die als Restriktionen des Netzbetriebs wirken. Hierzu zählen einerseits alle Umweltfaktoren, andererseits aber auch alle Aspekte der Abnahme-,

Abnehmer- und Erzeugungsstrukturen. Dies entspricht der grundlegenden Herangehensweise bei der Planung eines Netzes. Erst wenn alle äußeren Bedingungen bzw. Begrenzungen sowie Anforderungen an den Netzbetrieb abgebildet sind, kann eine sinnvolle Analyse des zur Bewältigung der resultierenden Lasten etc. notwendigen Anlagen-Mengegerüsts erfolgen. Wie dieses vor dem Hintergrund der lokalen Anforderungen gestaltet wird ist aber grundsätzlich eine Entscheidung des Netzbetreibers; wenngleich dabei zahlreiche technische, natürliche und rechtliche Restriktionen bestehen. Insofern ist von Ausnahmen abgesehen bezüglich der Netzstruktur und des Netzbetriebs und der resultierenden Versorgungs- bzw. Servicequalität von **endogen** getriebenen Kosten auszugehen. **Gemischte**, d.h. exogene und endogene Elemente lassen sich dagegen vor allem für die Frage der Netzeigenschaften finden – hier wiederum vor allem dann, wenn das Alter der Netzelemente eine Rolle spielt. Dem liegt die folgende Überlegung zugrunde: Zumindest in den kalkulatorischen Rechnungen ergeben sich für Altanlagen Variationen z.B. der Abschreibungen im Zeitablauf, die dem Einfluss des Netzbetreibers entzogen sind. Gleichfalls ergeben sich mit steigendem Alter in bestimmten Fällen intensivere Wartungen, die jedenfalls für den Fall einer einzelnen Anlage auch steigende Kosten mit sich bringen dürften.

## 4.2 Erläuterungen zur Systematik des Kostentreiberbaumes

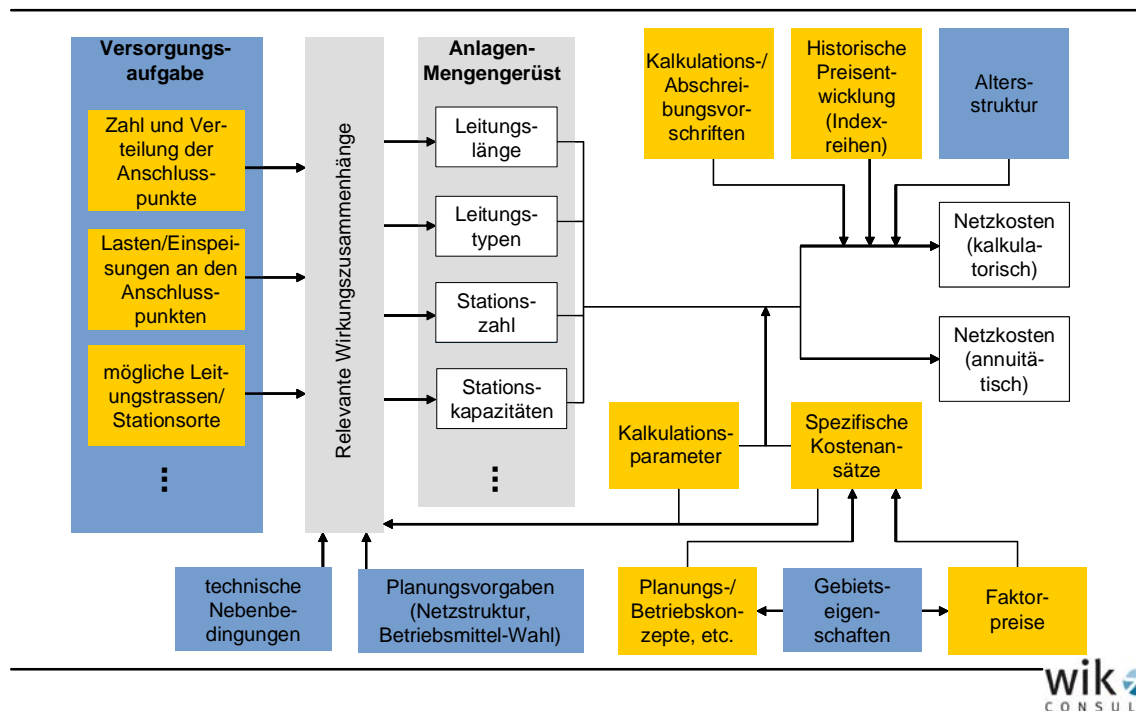
Die Einordnung der abgefragten Parameter wird anhand eines so genannten „Kostentreiberbaumes“ vorgenommen, welcher eine Systematik der Kostentreiber und deren gegenseitiger Wirkungszusammenhänge abbildet. Dieses Modell wurde von Consentec für das Projekt „Analytische Kostenmodelle in der Energiewirtschaft“ im Auftrag der Bundesnetzagentur entwickelt, in dessen Rahmen analysiert wurde, welche Einflussfaktoren auf die Kosten von Energienetzen als signifikant einzustufen sind und inwieweit diese im Rahmen eines Vergleichs einzelner Netzbetreiber Berücksichtigung finden sollen. Außerdem wurde in diesem Zusammenhang das funktionelle Zusammenwirken zwischen Kostentreibern sowie Elementen der Netzkosten analysiert. Dieser Modellnetzansatz verwendet den Begriff Kostentreiber im Hinblick auf Merkmale einer Situation oder deren zeitlicher Entstehung, die für Betrieb sowie die Errichtung eines Netzes bedeutsam sind. Dabei werden die Wirkungen der so definierten Kostentreiber hinsichtlich ihrer absoluten Höhe untersucht.<sup>4</sup>

Wie bereits bezüglich der verschiedenen Antwortmöglichkeiten in Ebene 2 der Expertenbefragung deutlich wurde, wiesen auch die dort abgefragten Kostentreiber häufig untereinander kausale Wirkungszusammenhänge auf, d.h. eine Bewertung der einzelnen Faktoren konnte nicht immer vollständig unabhängig voneinander erfolgen. Diese bestehenden funktionellen Zusammenhänge zwischen Kostentreibern sowie die daraus resultierenden Kosten können nun ergänzend mit Hilfe der Systematik in Abbildung 4 erfasst werden.

---

<sup>4</sup> Vgl. zu den Ausführungen bezüglich der Systematik des Kostentreiberbaumes Consentec (2006).

Abbildung 4: Kostentreiber und Wirkungszusammenhänge



Quelle: Consentec (2006), S. 4.

Abbildung 4 gibt einen Überblick der unterschiedlichen Kostentreiber, die zunächst durch die Bezeichnungen der einzelnen Kästchen beschrieben werden, sowie hinsichtlich deren relevanter Wirkungszusammenhänge. Gleichwohl können die in der Abbildung abgegrenzten Parameter wiederum den bereits bekannten Kostentreiberkategorien exogen, endogen sowie Mischformen zugeordnet werden, je nachdem, ob es sich um nicht beeinflussbare Rahmenbedingungen handelt oder um Merkmale, die von den Netzbetreibern beeinflusst werden können.<sup>5</sup>

Im folgenden werden die wichtigsten der in Abbildung 4 verwendeten Bezeichnungen erläutert, die zum Großteil identisch zu den Oberthemen der Expertenbefragung gebraucht werden, aber aufgrund des differierenden Erklärungsansatzes der Modellnetzanalyse teilweise auch Unterschiede in der Bedeutung aufweisen. In der Abbildung links beginnend, stellt der Faktor „Versorgungsaufgabe“ einen recht umfangreichen Bereich dar. Er wird definiert als Gesamtheit der Anforderungen an die Netzfunktionalität in einem gegebenen Versorgungsgebiet. Ein Beispiel für einen Teilaspekt der Versorgungsaufgabe ist die Zahl der Anschlusspunkte. Dieser Faktor und weitere Teilaspekte befinden sich innerhalb des Kastens. Die Anforderungen, die sich aus der Versorgungsaufgabe ergeben, sind insgesamt durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar und werden daher als exogen kategorisiert. Mit der spezifischen Versorgungsaufgabe,

<sup>5</sup> Die dunkel unterlegten Kästchen sind für die spätere Zuordnung zu den exogenen Größen und Mischformen von Bedeutung.

der sich ein Netzbetreiber gegenüber sieht, korrespondiert die Ausgestaltung des relevanten Anlagen-Mengengerüsts in seinen unterschiedlichen Merkmalsausprägungen wie Leitungslänge, Anzahl der Stationen etc. Das Anlagen-Mengengerüst selbst ist jedoch als endogener Faktor einzustufen, da es durch die individuelle Netzplanung des einzelnen Unternehmens beeinflusst werden kann. Dies gilt ebenso für den Bereich „Planungs- und Betriebskonzepte“.

Mit den beiden Kästchen „technische Nebenbedingungen“ und „Planungsvorgaben“ werden diejenigen Vorgaben bezeichnet, die ein Netzbetreiber beim Bau und Betrieb einer Anlage beachten muss, weshalb diese in aller Regel als exogen eingestuft werden müssen. Soweit sich diese jedoch auf die Qualität beziehen, ist zu diskutieren, ob an dieser Stelle nicht auch teilweise beeinflussbare Größen enthalten sind. Das Anlagen-Mengengerüst ergibt zusammen mit den spezifischen Kostenansätzen (sowie der Nutzungsdauer) die Höhe der annuitätischen Netzkosten, d.h. der langfristigen Durchschnittskosten. Diese spezifischen Kostenansätze sind als exogen zu bezeichnen, sie werden wiederum u.a. von den Faktorpreisen beeinflusst. Dieses Vorgehen beinhaltet die Unterstellung, dass der Netzbetreiber auf seinen Beschaffungsmärkten keine Marktmacht besitzt und sich daher als Mengenanpasser/Preisnehmer verhält. Die Kalkulationsvorschriften können, da sie von außen (d.h. als Ergebnis politischer Entscheidungsprozesse) festgelegt sind, als Mischform zwischen endogenen und exogenen Parametern betrachtet werden. Ähnliches gilt für die nicht völlig vom Netzbetreiber zu kontrollierende Altersstruktur der Anlagen. Durch den Einfluss beider Faktoren weichen die ermittelten kalkulatorischen Netzkosten von den langfristigen Durchschnittskosten ab.

### 4.3 Einordnung relevanter Faktoren in die Systematik des Kostentreiberbaumes für die Niederspannung Strom

Alle im Rahmen der Expertenbefragung als potenziell kostentreibende Einflussfaktoren abgefragte Parameter können anhand der Systematik des Kostentreiberbaumes vollständig in die drei genannten Kategorien eingeteilt und damit analog in ihre beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Anteile aufgeteilt werden.

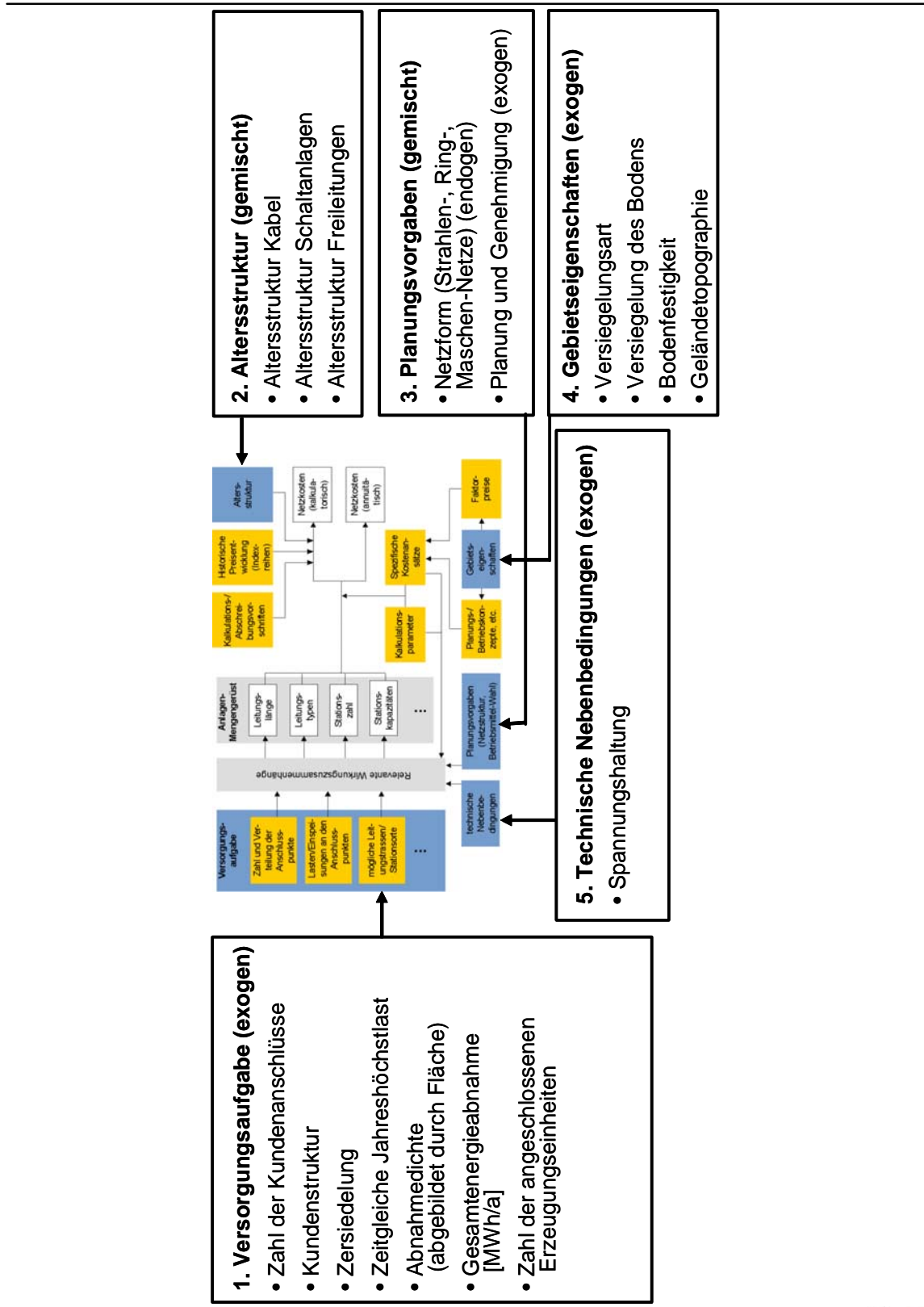
Tabelle 2: Aufteilung der ermittelten Gesamtpunkte für die Niederspannung in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Anteile

Zwischensumme der Punkte • Nicht beeinflussbare Faktoren	4974,53
Zwischensumme der Punkte • beeinflussbare Faktoren	3020,63
Zwischensumme der Punkte • gemischte Faktoren	834,90
<b>Gesamtpunkte NS</b>	<b>8830,06</b>

Wie in Tabelle 2 ersichtlich, können demnach für die Niederspannungsebene auf Basis der Einteilung in die Kategorien beeinflussbare / nicht beeinflussbare Anteile mit rund 4975 Punkten mehr als die Hälfte der insgesamt vergebenen 8830 Punkte als nicht beeinflussbare Größen klassifiziert werden. Diese Aufteilung wurde ebenfalls im Rahmen der Zusammenführung der Projekte „Analytische Kostenmodelle“ (Consentec), „Benchmarking-Parameter“ (Sumicsid) und der WIK-Consult-Umfrage in einem gemeinsamen Forum aller Projektteilnehmer vorgenommen.

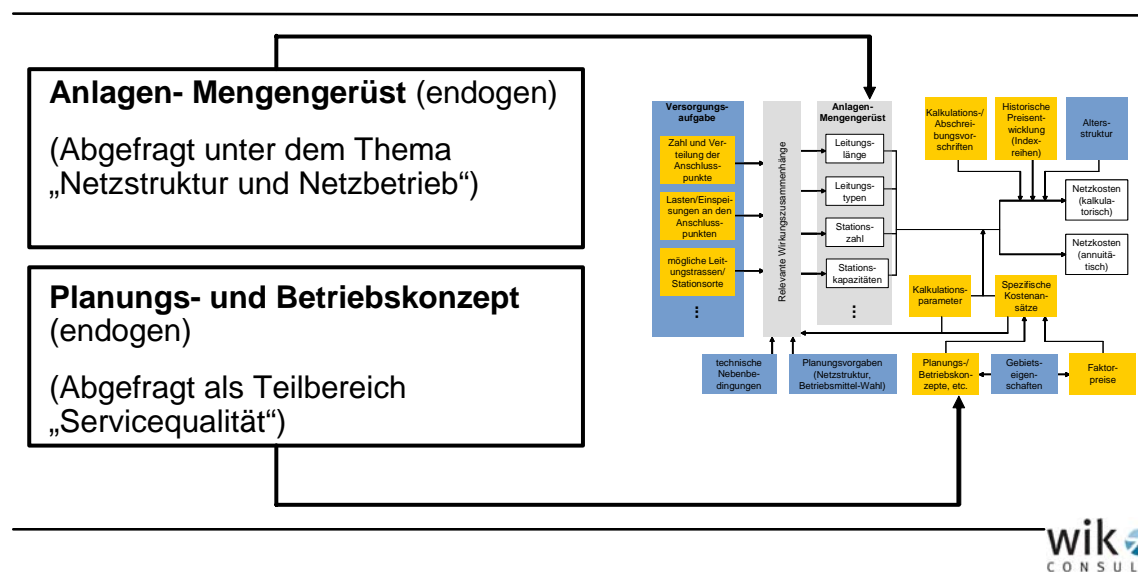
Die weitere Vorgehensweise bei der Ermittlung relevanter Benchmarking-Parameter bestand darin, aus der Fülle an vorliegenden Faktoren im Rahmen der Antwortmöglichkeiten eine Auswahl geeigneter Parameter zu finden. Dabei wurde, um eine möglichst gute Absicherung hinsichtlich der Relevanz der Parameter zu erhalten, der Anforderung gefolgt, ausschließlich Faktoren zu verwenden, die sowohl durch die Expertenumfrage als auch durch die Kostenmodellrechnung als wichtige Parameter bestätigt worden sind. Dieses Vorgehen entspricht methodisch dem Verfahren einer mehrfach abgesicherten Signifikanzanalyse. Außerdem sollten potenzielle Parameter möglichst viele Einflussfaktoren abdecken, d.h. aufgrund der im Rahmen des Kostentreiberbaumes dargestellten Wirkungszusammenhänge lassen sich bestimmte Faktoren durch andere Parameter zumindest teilweise mit abbilden, wie später noch ausgeführt wird.

Abbildung 5: Einordnung relevanter Befragungselemente in die Systematik des Kostentreiberbaumes am Beispiel der Niederspannung



Die Abbildung 5 zeigt, wie die als exogene bzw. Mischformen deklarierten und potenziell relevanten Kostentreiber als Ergebnisse der Expertenbefragung den einzelnen Bereichen der Kostentreibersystematik zugeordnet werden können. Die Nummerierung der Kästen erfolgt dabei nach Wichtigkeit der darin befindlichen Themen als Ergebnis der Expertenbefragung. Mit 1 ist als wichtigster Bereich hier daher die Versorgungsaufgabe nummeriert worden. Den einzelnen Bereichen sind innerhalb der Kästchen jeweils die relevanten Faktoren der zweiten Ebene der Befragung zugeordnet. Die im folgenden für das Beispiel der Niederspannung als exogen und somit nicht beeinflussbar identifizierten Faktoren oder Umstände wurden dunkel dargestellt. Es sind dies die Versorgungsaufgabe, die Gebietseigenschaften und die technischen Nebenbedingungen. Hinzu treten Aspekte, die sowohl exogenen als auch endogenen Charakter haben: die Alterstruktur der Anlagen und die Planungsvorgaben des Netzbetreibers. Als endogene Aspekte des Netzbetriebes zeigen sich vor allem das Anlagen-Mengengerüst und die Planungs- und Betriebskonzepte. Diese werden in Abbildung 3 eingeordnet.

Abbildung 6: Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung

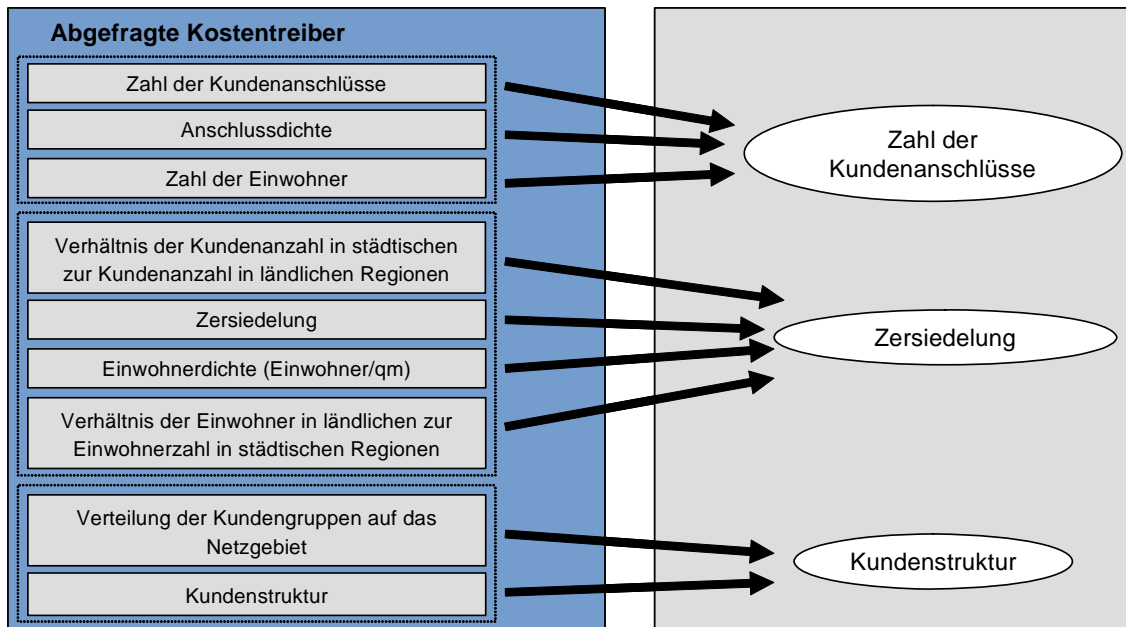


#### 4.4 Zuordnung und Bewertung der relevanten Faktoren

Aufgrund der im Rahmen des Kostentreiberbaumes dargestellten Wirkungszusammenhänge lassen sich bestimmte Faktoren durch andere Parameter zumindest teilweise mit abbilden bzw. thematisch subsumieren. So können Themen der Befragung wie z.B. das Verhältnis der Kundenanzahl in städtischen zur Kundenanzahl in ländlichen Regionen, die Einwohnerdichte (Einwohner/qm) und das Verhältnis der Einwohner in ländlichen zur Einwohnerzahl in städtischen Regionen als Parameter „Zersiedlungsgrad“ zusammengefasst werden (vgl. Abbildung 7).



Abbildung 7: Zurechnungsmethode am Beispiel der Abnehmerstruktur Niederspannung



Die als potenzielle Parameter für weitere Analysen ausgewählten Faktoren sind ebenfalls als Kostentreiber abgefragt worden. Zusätzlich können durch die Auswahl absoluter Werte (z.B. Kundenanschlüsse) Verhältniszahlen eliminiert bzw. aus den Absolutwerten im Nachhinein gebildet werden.

Anhand dieser Vorgehensweise werden im folgenden die Anzahl der insgesamt abgebildeten und damit erfassten Gesamtpunkte auf Ebene 2 zunächst exemplarisch am Beispiel der Niederspannung Strom ermittelt. In Tabelle 3 werden somit thematisch verwandte exogene Kostentreiber zusammengefasst und die zugehörigen Punkte addiert. Da die Wirkung möglicher Kostentreiber grundsätzlich im Hinblick auf die absolute Höhe der (jährlichen) Kosten eines Netzbetreibers betrachtet werden sollte und nicht im Hinblick auf bezogene Größen (z.B. Kosten pro transportierter Energiemenge), müssen die genannten Faktoren z.T. vor einer operativen Verwendung entsprechend angepasst bzw. genauer spezifiziert werden (z. B. Abnahmedichte, Zersiedelung). Der Grund für dies Vorgehensweise kann darin gesehen werden, dass bei bezogenen Größen implizit die Annahme gemacht wird, dass zwischen den beteiligten Kostentreibern ein linearer Zusammenhang existiert. Solche Zusammenhänge sollten jedoch durch ökonomische und funktionale Analysen hergeleitet und nicht nur vermutet werden. Kostentreiber können untereinander kausale Wirkungszusammenhänge aufweisen und müssen somit nicht unabhängig voneinander sein. Beispielsweise hängen Kenngrößen des Anlagen-Mengengerüsts wie z.B. Leitungslänge oder Stationszahl, die zweifellos als Kostentrei-

ber anzusehen sind, von den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab, die ebenfalls Kostentreiber darstellen.

In der zweiten Spalte in Tabelle 3 werden zunächst die Punkte der bereits dargestellten und als relevant erachteten exogenen Faktoren separat ausgewiesen. In der dritten Spalte werden die Punkte der durch diese Parameter ebenfalls berücksichtigten weiteren exogenen Faktoren aufgeführt, die unter „Punkte gesamt“ den anfänglich genannten Punkten hinzu geschlagen werden können.

Tabelle 3: Punkte der nicht beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung

Nicht beeinflussbare Faktoren (exogen)	Punkte einzeln	Punkte zugeordnet	Punkte gesamt
<b>Abnahmestruktur</b>			
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast)	205,26	907,18	1112,44
Abnahmedichte (MWh / qkm)	159,08	41,05	200,13
Gesamtenergieabnahme (MWh/a)	66,71	97,50	164,21
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>1476,78</b>
<b>Abnehmerstruktur</b>			
Zahl der Kundenanschlüsse	330,00	435,00	765,00
Zersiedelung	255,00	285,00	810,00
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige)	337,50	270,00	337,50
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>1912,50</b>
<b>Umweltfaktoren</b>			
Versiegelungsart	179,34	163,88	343,22
Bodenfestigkeit	139,14	0,00	139,14
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>482,37</b>
<b>Erzeugungsstrukturen</b>			
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten	57,19	69,38	126,57
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>126,57</b>
<b>Planung und Genehmigung</b>			
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen	161,43	0,00	161,43
Genehmigungsverfahren	160,42	0,00	160,42
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>321,85</b>
<b>Technische Qualität</b>			
Spannungshaltung	383,33	0,00	383,33
<b>Zwischensumme erfasster Faktoren</b>			<b>383,33</b>

Die nachfolgende Tabelle 4 beschreibt detailliert, welche Kostentreiber bei der obigen Berechnung zusammengefasst wurden. Unter dem Kostentreiber „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ wurden z.B. neun weitere exogene Kostentreiber subsumiert. Unter dem Kostentreiber „Genehmigungsverfahren“ hingegen konnten keine weiteren Kostentreiber zusammengefasst werden.

Tabelle 4: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Niederspannung

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> </ul>
Abnahmedichte (MWh / qkm) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zahl der Kundenanschlüsse <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)</li> <li>• Zahl der Einwohner</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Versiegelungsart des Bodens <ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelung</li> </ul>
Bodenfestigkeit
<b>Erzeugungsstrukturen</b>
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil Erneuerbarer Energien</li> <li>• Anteil Kraftwärmekopplung</li> </ul>
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren
<b>Technische Qualität</b>
Spannungshaltung

In einem zweiten Schritt lassen sich die in Tabelle 5 dargestellten endogenen Kostentreiber durch die Analyse des Kostentreiberbaums gemäß den Abbildungen 2 und 3 durch exogene Kostentreiber abbilden. Alle abbildbaren endogenen Kostentreiber sind dem Thema „Netzstruktur und Betrieb“ der Ebene 1 zuzuordnen.

Tabelle 5: Endogene Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind, für die Niederspannung

<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>
Trassenlänge Kabel [km]
Stromkreislänge Kabel [km]
Verkabelungsgrad
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Trassenlänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Kabel je Fläche [km/qkm]
Stromkreislänge Freileitungen je Fläche [km/qkm]
Anzahl der Masten
Netzverluste (MWh)
Stromkreislänge Kabel je Abnahmemenge [km/MWh]
Stromkreislänge Freileitungen je Abnahmemenge [km/MWh]

Die Punkte der in Tabelle 5 angegebenen endogenen Kostentreiber können somit durch die exogenen Kostentreiber erklärt und diesen hinzugerechnet werden (s. Tabelle 6). Die Summe der abbildbaren Punkte für die endogenen Kostentreiber in Tabelle 6 beträgt demnach 1506,97.

Tabelle 6: Zuordnung der beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung

<b>Zuordnung beeinflussbarer Faktoren (endogen)</b>	<b>Punkte einzeln</b>	<b>davon durch exogene Faktoren abgebildet</b>
<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>	1813,76	<b>1506,97</b>
<b>Netzeigenschaften (Netzform und Vermaschungsgrad)</b>	281,48	0,00
<b>Servicequalität</b>	0,00	0,00
<b>Versorgungszuverlässigkeit (Outputparameter)</b>		
Verringerung der Nichtverfügbarkeit (min/a)	240,16	0,00
Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit (1/a)	186,79	0,00
Verringerung der Unterbrechungsdauer (min)	186,79	0,00
<b>Zwischensumme Versorgungszuverlässigkeit</b>	<b>613,74</b>	
<b>Gemischte Faktoren: Sowohl nicht beeinflussbare und beeinflussbare Komponenten</b>		
<b>Altersstruktur (Netzeigenschaften)</b>		
Altersstruktur der Kabel	386,44	0,00
Altersstruktur der Schaltanlagen	257,63	0,00
Altersstruktur der Freileitungen	190,83	0,00
<b>Zwischensumme Altersstruktur</b>	<b>834,90</b>	
<b>Gesamtsumme der erfassten Punkte (gelb markiert)</b>		<b>6210,37</b>

Als Endergebnis beider Tabellen erhält man schließlich mit 6210 Punkten die Gesamtsumme der durch die ausgewählten exogenen Faktoren erfassten Punkte der ausmultiplizierten Version in Ebene 2. Diese setzt sich zusammen aus den erfassten Punkten der Tabelle 3 und den 1506 Punkten für endogene Faktoren aus Tabelle 6, die durch exogene Faktoren abbildbar sind. Bei den gemischten Kostentreibern wurde auf eine analoge teilweise Anrechnung der Punkte verzichtet. Diese Möglichkeit wurde aus Gründen der Transparenz nicht in Erwägung gezogen. Eine detailliertere, quantitativ gestützte Betrachtung würde somit zu einem noch höheren Wert als 6210 Punkten führen.

## 5 Zusammenfassung

Dieser Abschlussbericht hatte zur Aufgabe, die Arbeiten eines von WIK-Consult geführten Konsortiums an der so genannten „Expertenbefragung Kostentreiber“ zu dokumentieren. Die Ergebnisse dieser vom 12.12.2005 bis 10.01.2006 als Internet-basierte, qualitative Expertenbefragung durchgeführten Informationsaufnahme erlauben es, Tendenzaussagen über die Relevanz bestimmter Kostentreiber für den Netzbetrieb in Strom- und Gasnetzen zu machen. Dies gilt sowohl für exogene als auch für endogene Kostentreiber. Werden diese qualitativen Aussagen mit den quantitativen Ergebnissen der anderen Konsortien (Kostenmodelle und Benchmarking-Parameter) kombiniert, so ist es möglich, zu belastbaren Aussagen bezüglich einzelner potenzieller Benchmarking-Parameter zu gelangen. Die hier vorgestellten Parameter genügen daher alle einer mehrfachen Validierung, denn sie sind sowohl durch die Expertenumfrage als auch durch die Kostenmodellrechnung als wichtige Faktoren bestätigt worden. Zusätzlich decken sie, wie hier durch die Zurechnungsmethode demonstriert wurde möglichst viele Einflussfaktoren ab und sind zum größeren Teil aktuell verfügbar.

Exemplarisch wurden für die Niederspannung des Stromsektors die relevanten exogenen Kostentreiber ermittelt. Diese sind in Tabelle 4 aufgelistet. Durch die Analyse des Kostentreiberbaums können einige endogene Kostentreiber durch die relevanten exogenen Kostentreiber abgebildet werden. Die an diese endogenen Kostentreiber vergebenen Punkte wurden zu den Punkten der exogenen Kostentreiber addiert. Für den Bereich Niederspannung können somit insgesamt 6210 Punkte, also rund 70% der 8830 im Rahmen der Befragung durch die Experten vergebenen Gesamtpunkte anhand der ausgewählten Parameter in Tabelle 4 abgedeckt werden. Würden exogen zuordnungsfähige Teile der Punkte der gemischten Kostentreiber zusätzlich berücksichtigt, so läge der Abdeckungsgrad bei über 70%. Somit sind alle als wichtig erachteten Themenbereiche der Expertenbefragung repräsentativ erfasst. Zusätzlich ist es denkbar, die Versorgungszuverlässigkeit als Outputparameter zu berücksichtigen. Dies hätte zur Folge, dass weitere rund 7% der bewerteten Kostentreiber Berücksichtigung finden. Hinzu kommt, dass bezüglich der verbleibenden, nicht abgebildeten Faktoren – im wesentlichen die Netzeigenschaften – eine Verwendbarkeit als Benchmarking-Parameter aufgrund der fast vollständigen Endogenität der fraglichen Aspekte des Netzbetriebs kaum möglich erscheint.

Da die Befragung keine wesentlichen Erkenntnisse bezüglich eventueller zusätzlicher Kostentreiber ergeben hat, kann ein umfassender Anspruch der Ergebnisse somit erhoben werden. Die Kombination von qualitativen und quantitativen Methoden bildet so alle wesentlichen kostentreibenden Faktoren des Aufbaus, Betriebs und Unterhalts von Energienetzen ab. Insbesondere wurde bestätigt, dass die bisher durchgeführte Datenerhebung für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung Strom und Gas der Bundesnetzagentur und die zusätzliche Datenerhebung für die Anreizregulierung Gas bis auf eine Ausnahme keine Kostentreiber vernachlässigt haben. Die einzige Ausnah-

me, die von den Experten als bedeutsam bewertet wurde, bildet in dieser Hinsicht der Kostentreiber „Art der Versiegelung“, für den jedoch zur Zeit keine deutschlandweite Datenbasis existiert.

Abschließend sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 die analog ermittelten Punkte für alle Netzebenen der Bereiche Strom und Gas dargestellt. Im Anhang sind die entsprechenden zugeordneten Positionen zu Tabelle 4 und Tabelle 5 für die einzelnen Netz- und Umspannebenen sowie für die beiden Netzebenen des Gassektors aufgeführt. Die Werte in Tabelle 7 und Tabelle 8 wurden mit dem gleichen Verfahren der Aggregation von relevanten, exogenen Kostentreibern und dem Abbilden einiger endogener Kostentreiber durch exogene Kostentreiber ermittelt.

Als Erklärung für den tendenziell höheren Abdeckungsgrad der Umspannebenen im Sektor Strom im Vergleich zu den Spannungsebenen Strom kann aufgeführt werden, dass hier eine Reihe von endogenen Kostentreibern, wie z.B. Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit nicht relevant sind. Der Anteil exogener Kostentreiber ist somit tendenziell höher. Der Abdeckungsgrad für den Sektor Gas ist tendenziell niedriger als für den Sektor Strom, weil hier einige Kostentreiber als gemischte angesehen werden, die im Sektor Strom als exogen angesehen werden. Beispiele sind die Abnahmedichte und die Zahl der Kundenanschlüsse. Da die exogenen Anteile der gemischten Kostentreiber in unseren Untersuchungen nicht berücksichtigt wurden, ist die Summe der durch exogene Kostentreiber erfassten Punkte für den Sektor Gas somit tendenziell kleiner als im Sektor Strom.

Tabelle 7: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Strom

	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Punkte für exogene KT plus Punkte für diejenigen endogenen KT, die durch exogene KT abbildbar sind	4898	5812	5224	6695	5474	6658	6210
Gesamtpunkte	7731	7434	8927	8547	8751	8569	8830

Tabelle 8: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas

	Fernleitungsnetz	Verteilernetz
Punkte für exogene KT plus Punkte für diejenigen endogenen KT, die durch exogene KT abbildbar sind	4470	4564
Gesamtpunkte	8447	8011

## Anhang

### Höchstspannung Strom

Tabelle 9: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Höchstspannung Strom

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> </ul>
Abnahmedichte (MWh / qkm) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zahl der Kundenanschlüsse <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)</li> <li>• Zahl der Einwohner</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Geländetopografie
Vegetation
<b>Erzeugungsstrukturen</b>
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil Erneuerbarer Energien</li> <li>• Anteil Kraftwärmekopplung</li> </ul>
Bereitstellung von Regelleistung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verfügbarkeit</li> </ul>
Verteilung der Erzeugung auf das Netzgebiet
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren
<b>Technische Qualität</b>
Spannungshaltung
Frequenzhaltung



Tabelle 10: Endogene Kostentreiber, die durch exogene Kostentreiber abbildbar sind (für alle Spannungsebenen identisch, daher deckungsgleich mit Tabelle 5)

<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>
Trassenlänge Kabel [km]
Stromkreislänge Kabel [km]
Verkabelungsgrad
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Trassenlänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Kabel je Fläche [km/qkm]
Stromkreislänge Freileitungen je Fläche [km/qkm]
Anzahl der Masten
Netzverluste (MWh)
Stromkreislänge Kabel je Abnahmemenge [km/MWh]
Stromkreislänge Freileitungen je Abnahmemenge [km/MWh]

## Hochspannung Strom

Tabelle 11: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Hochspannung Strom

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> </ul>
Abnahmedichte (MWh / qkm) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zahl der Kundenanschlüsse <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)</li> <li>• Zahl der Einwohner</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Geländetopografie
Vegetation
<b>Erzeugungsstrukturen</b>
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil Erneuerbarer Energien</li> <li>• Anteil Kraftwärmekopplung</li> </ul>
Verteilung der Erzeugung auf das Netzgebiet
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren
<b>Technische Qualität</b>
Spannungshaltung

## Mittelspannung Strom

Tabelle 12: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Mittelspannung Strom

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> </ul>
Abnahmedichte (MWh / qkm) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zahl der Kundenanschlüsse <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)</li> <li>• Zahl der Einwohner</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Versiegelung des Bodens <ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelungsart</li> </ul>
Geländetopografie
<b>Erzeugungsstrukturen</b>
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil Erneuerbarer Energien</li> <li>• Anteil Kraftwärmekopplung</li> </ul>
Verteilung der Erzeugung auf das Netzgebiet
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren
<b>Technische Qualität</b>
Spannungshaltung

## Umspannebene HÖS / HS

Tabelle 13: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Umspannebene HÖS / HS

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Jahreshöchstlast über das Jahr</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> <li>• Abnahmedichte (MWh / qkm)</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Bodenfestigkeit
Geländetopografie
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren

Tabelle 14: Endogene Kostentreiber, die durch exogene Kostentreiber abbildbar sind (für alle Umspannebenen identisch)

<b>Struktur und Betrieb der Umspannebene</b>
Zahl der Transformatoren
Zahl der Umspannwerke
Auslastung der Umspannkapazität
Zahl der Schaltanlagen
Zahl der Transformatoren bezogen auf die Spitze der Leistungsabgabe in die HS [1/MW]
Gesamte installierte Leistung der Transformatoren [MVA]
Energieverluste (MWh)
Zahl der Umspannwerke bezogen auf die Spitze der Leistungsabgabe in die HS [1/MW]
Zahl der Schaltanlagen bezogen auf der Leistungsabgabe in die HS [1/MW]
Zahl der Umspannwerke bezogen auf den Gesamtenergieexport in die HS [1/MWh]
Durchschnittliche Leistung der installierten Transformatoren [MW]
Zahl der Transformatoren bezogen auf den Gesamtenergieexport in die HS [1/MWh]
Zahl der Schaltanlagen bezogen auf den Gesamtenergieexport in die HS [1/MWh]

## Umspannebene HS / MS

Tabelle 15: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Umspannebene HS / MS

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Jahreshöchstlast über das Jahr</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> <li>• Abnahmedichte (MWh / qkm)</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Bodenfestigkeit
Geländetopografie
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren

## Umspannebene MS / NS

Tabelle 16: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Umspannebene MS / NS

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Jahreshöchstlast über das Jahr</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> <li>• Abnahmedichte (MWh / qkm)</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Bodenfestigkeit
Geländetopografie
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung des n-1 Kriteriums
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren

## Fernleitung Gas

Tabelle 17: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für die Fernleitung Gas

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil der Abnahme aus Kraftwerken</li> <li>• Aufteilung der Abnahme auf Kraftwerkstypen (Spitzen-, Mittel-, Grundlastkraftwerk, KWK-Anlage)</li> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Bodenfestigkeit
Geländetopografie
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren

Tabelle 18: Endogene Kostentreiber, die durch exogene Kostentreiber abbildbar sind für das Fernleitungsnetz Gas

<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>
Anzahl der Speicher
Gesamtlänge des Netzes
Anzahl der Verdichter
Anzahl der Druckreduzierstationen
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Betrieb in zwei Brennwertbereichen
Nennweite (D) des Netzes
Brennwertermittlung
Netzlänge je Fläche (km/km <sup>2</sup> )
Anzahl der Hubs
Netzlänge je Abnahmemenge (km/MWh)
Netzverluste

## Verteilernetz Gas

Tabelle 19: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren für das Verteilernetz Gas

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil der Abnahme aus Kraftwerken</li> <li>• Aufteilung der Abnahme auf Kraftwerkstypen (Spitzen-, Mittel-, Grundlastkraftwerk, KWK-Anlage)</li> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zersiedelung <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Bodenfestigkeit
Versiegelungsart des Bodens <ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelung</li> </ul>
Geländetopografie
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren

Tabelle 20: Endogene Kostentreiber, die durch exogene Kostentreiber abbildbar sind für das Verteilernetz Gas

<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>
Gesamtlänge des Netzes
Anzahl der Druckreduzierstationen
Netzlänge je Fläche (km/km <sup>2</sup> )
Nennweite (D) des Netzes
Anzahl der Speicher
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Netzlänge je Abnahmemenge (km/MWh)
Betrieb in zwei Brennwertbereichen
Netzverluste