ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Müller, Gernot; Schäffner, Daniel; Stronzik, Marcus; Wissner, Matthias

Working Paper

Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen

WIK Diskussionsbeitrag, No. 273

Provided in Cooperation with:
WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Suggested Citation: Müller, Gernot; Schäffner, Daniel; Stronzik, Marcus; Wissner, Matthias (2006) : Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, WIK Diskussionsbeitrag, No. 273, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/226887

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen

Gernot Müller

Daniel Schäffner

Marcus Stronzik

Matthias Wissner

Nr. 273

April 2006

wik Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef
Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef
Tel 02224-9225-0
Fax 02224-9225-63
Internet: http://www.wik.org
eMail info@wik.org
Impressum

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.
ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis **III**

Tabellenverzeichnis **III**

Abkürzungsverzeichnis **V**

Zusammenfassung **VII**

Summary **VIII**

1 Einleitung **1**

1.1 Problemstellung 1

1.2 Gang der Untersuchung 2

2 Qualität im regulierungsökonomischen Kontext **3**

2.1 Regulierungsnotwendigkeit 3

2.1.1 Qualität und ihre Dimensionen 3

2.1.2 Motivation einer Qualitätsregulierung 7

2.1.3 Wettbewerbliche Bereitstellung von Qualität 8

2.1.4 Qualitätsbereitstellung durch ein unreguliertes Monopol 9

2.1.5 Qualitätsbereitstellung bei einem Übergang zur Anreizregulierung 10

2.2 Bestimmung des optimalen Qualitätsniveaus 12

2.3 Regulierungsansätze 14

2.3.1 Veröffentlichung (indirekter Ansatz) 14

2.3.2 Standards 15

2.3.3 Symmetrische Anreize 17

2.3.4 „Versicherung“ 19

2.4 Zwischenfazit 20

3 Qualitätsmessung und internationale Erfahrung im Stromsektor **22**

3.1 Versorgungszuverlässigkeit 22

3.1.1 Bestimmungen zur Versorgungszuverlässigkeit 22

3.1.2 Messung der Versorgungszuverlässigkeit von Stromnetzen 23

3.1.2.1 Maßzahl für die Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI) 24

3.1.2.2 Maßzahl für die Nichtverfügbarkeit (SAIDI) 25

3.1.2.3 Maßzahl für die Unterbrechungsdauer pro Kunde (CAIDI) 26

3.1.3 Datenlage zur Messung der Versorgungszuverlässigkeit für das deutsche Stromnetz 28

3.1.4 Zukünftige Anforderungen an die Messung der Versorgungszuverlässigkeit 29

3.2 Spannungsqualität 31

3.3 Operative Versorgungssicherheit 32

3.4 Servicequalität 32

3.5 Regulierungskonzepte und Erfahrungen in ausgewählten europäischen Staaten 34

3.5.1 Norwegen 35

3.5.2 Großbritannien 38

3.5.3 Niederlande 42

3.5.4 Schweden 44

3.6 Zwischenfazit 46

4 Qualitätsanforderungen und internationale Erfahrungen in Gasnetzen 49

4.1 Versorgungszuverlässigkeit 49

4.2 Physische Qualität des Gases 54

4.3 Technische Sicherheit 58

4.4 Servicequalität 60

4.5 Zwischenfazit 62

5 Schlussbemerkungen und Fazit 66

Literaturverzeichnis 71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Qualitätsdimensionen im Energiesektor 4

Abbildung 2: Optimales Qualitätsniveau 9

Abbildung 3: Price Cap-Regulierung und Qualitätsbereitstellung 11

Abbildung 4: Anreizschemen zur Qualitätssicherung 17

Abbildung 5: Prinzipielles Vorgehen bei einer Zuverlässigkeitsberechnung 27

Abbildung 6: Beispielstörung an einem Modellnetz 31

Abbildung 7: Darstellung der Qualitätsregulierung im NPAM 45

Abbildung 8: Haftungssumme bei Sach- und Vermögensschäden pro Abnehmer in € bei Schäden für alle Kunden 51

Abbildung 9: Haftungssumme pro betroffenen Kunden 52

Abbildung 10: Vereinfachte Gasabrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 55

Abbildung 11: Anzahl der Unfälle in GVU-eigenen Anlagen in Deutschland 59

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispielhafter Überblick zu internationalen Regulierungsinstrumenten und Zuverlässigkeitserhebungen (2004) 34

Tabelle 2: Durchschnittliche kundenspezifische Unterbrechungskosten in Norwegen (2003) 36

Tabelle 3: Qualitätsanforderungen und monetäre Auswirkung auf die erlaubten Erlöse der britischen Verteilernetzbetreiber (2005–2010) 40

Tabelle 4: Eichfehlergrenzen von Gasmessinstrumenten 55

Abkürzungsverzeichnis

AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
AVBGasV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CEER	Council of European Energy Regulators
CENS	Compensation of Energy Not Supplied
CI	Customer Interruptions
CML	Customer Minutes Lost
DNO	Distribution Network Operator
DTe	Directie Toezicht energie
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
emw	Fachzeitschrift Energie Markt Wettbewerb
ENS	Energy Not Supplied
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FASIT	Fault and Supply Interruption Information Tool
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GVU	Gasversorgungsunternehmen
HS	Hochspannung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIP	Interruption Incentive Scheme
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
Mio.	Millionen

Mrd.	Milliarde(n)
MS	Mittelspannung
NIEPI	Nombre d'Interrupcions Equivalents de la Potència Instal·lada
NMa	Nederlandse Mededingingsautoriteit
NPAM	Network Performance Assessment Model
NS	Niederspannung
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
Ofgem	The Office of Gas and Electricity Markets
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TIEPI	Temps d'Interrupció Equivalent Potència Instal·lada
UK	United Kingdom
VDN	Verband der Netzbetreiber
VU	Versorgungsunterbrechung
WTP	Willingness To Pay

Zusammenfassung

Die „Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“, d.h. einer qualitativ hochwertigen Versorgung, ist nach § 1 (2) EnWG einer der wesentlichen Gründe für eine Regulierung der deutschen Strom- und Gasnetze. Zusätzlich hat der Gesetzgeber im Rahmen der Einführung einer Anreizregulierung nach § 21 a EnWG vorgesehen, dass die Effizienzvorgaben u.a. unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität formuliert werden sollen. Dem Willen des Gesetzgebers liegt an dieser Stelle die Erkenntnis zugrunde, dass es unter einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung zu einem nachhaltig wirkenden Minderanreiz für Qualitätsinvestitionen kommen kann. Diesem Minderanreiz gilt es durch geeignete Systeme des Qualitätsmonitorings und der Qualitätsregulierung entgegenzuwirken. Aus Sicht des Regulierers besteht diesbezüglich das Hauptproblem in der Bestimmung des anzustrebenden Qualitätsniveaus. Zum einen ist Versorgungsqualität im Kontext der Strom- und Gasnetze ein multidimensionales Problem. Neben der Versorgungszuverlässigkeit sind die physische Qualität, die operative Versorgungssicherheit sowie die Servicequalität zu nennen, was die Frage nach geeigneten Gewichtungen der einzelnen Dimensionen aufwirft. Zum anderen besteht eine erhebliche Informationsasymmetrie insbesondere zwischen Netzbetreibern auf der einen Seite und der Regulierungsbehörde auf der anderen Seite. Zu guter letzt ist das anzustrebende Niveau ein dynamisches Phänomen. Veränderungen über die Zeit ergeben sich sowohl bezüglich der Kosten der Qualitätsbereitstellung (technischer Fortschritt) als auch bezüglich der Zahlungsbereitschaften der Verbraucher (Einkommensänderungen).

Diesen Bedingungen sollte auch der Implementierungsprozess einer Qualitätsregulierung in Deutschland Rechnung tragen. Es sollte davon Abstand genommen werden, ein möglichst umfassendes System bereits zu Beginn einzuführen. Zum einen ist die Informationslage viel zu unzureichend, zum anderen sind die Anpassungsreaktionen der Netzbetreiber nur schwer vorhersehbar. Daher ist ein schrittweises Vorgehen anzuraten, wie es auch für die meisten hier vorgestellten ausländischen Modelle charakteristisch ist. Bevor es zu einer integrierten Qualitäts- und Preis-/Erlösregulierung kommt, sollte eine Phase der Definition möglicher Qualitätsindikatoren sowie diesbezüglicher Verfahren zur Messung, Datenerfassung und Übermittlung vorgenommen werden, um schrittweise die bestehenden Informationsasymmetrien aufzulösen. In dieser Zeit zu Beginn der Anreizregulierung ist ein Rückgriff auf Standards durchaus bedenkenswert, um der latenten Gefahr einer Verschlechterung der angebotenen Qualität von Beginn an entgegen zu wirken. Hinsichtlich der Setzung der Standards sollte berücksichtigt werden, dass beim Übergang von einem bisher kostenorientierten in ein anreizorientiertes System die Netzbetreiber zwar ihre Anstrengungen mindern werden, dies jedoch in Deutschland vermutlich von einem überhöhten Startniveau aus erfolgt – jedenfalls aus wohlfahrtstheoretischer Sicht.

Summary

The maintenance of a long-term efficient and reliable operation of energy supply networks, i.e. a high-quality provision, is one of the main reasons for the regulation of the German electricity and gas networks according to § 1 (2) EnWG. In the context of implementing an incentive regulation it is additionally required by law (§ 21 a EnWG) that efficiency targets shall be formulated with respect to, among other things, quality of supply and efficiency targets relating to it. This legislation is based on the awareness that a price or revenue cap regulation could result in a lasting reduction in the incentive to invest in quality. It is imperative to work against this reduced incentive with appropriate systems of quality monitoring and quality regulation. Regarding the regulator's point of view the main problem is the determination of the desired level of quality – in terms of welfare economics: the optimal level of quality. First, quality of supply - in the context of electricity and gas networks - is a multi dimensional problem. Besides the reliability of the network there is the physical quality, the operational security of the networks as well as the service quality. This enumeration brings up the question of an adequate weighting of these single dimensions. Second, there is a considerable asymmetry of information especially regarding network operators on the one hand and the regulator on the other. Last but not least, the optimal level of quality supply is a dynamic phenomenon. Changes according to time arise regarding costs of quality supply (technical progress) as well as regarding the consumers' willingness to pay (change in income levels).

The implementation process of a quality regulation in Germany should take these preconditions into account. The designated regulatory authority should refrain from implementing an all-embracing system already at the beginning. On the one hand, the level of information is far too deficient. On the other hand, the network operator's reaction according to the rules of the upcoming incentive regulation is hardly predictable. Thus a step by step proceeding is advisable – this would also correspond to the foreign models described in this study. Before an integrated quality and price/revenue cap regulation is implemented a phase of defining possible quality indicators as well as corresponding methods and procedures for data collection should be carried out in order to dissolve the existing asymmetry of information. Though, from the point of view of welfare economics symmetric approaches with quality bonuses and penalties (usage of a so-called q-factor in the cap formula) are preferred, during the introduction phase of an incentive regulation the application of standards might be an option in order to diminish the risk of a reduction in supplied quality. Nevertheless, concerning the setting of the standards it should be taken into account that the initial situation in Germany is one with an overall very high level of quality in the gas and electricity networks – if not an oversupplied level according to insights from welfare economics. This likely oversupply of quality is due the fact that we face a regime shift coming from a cost oriented regulation with the well-known gold-plating effect of capital investments.

1 Einleitung

Aufgrund der großen volkswirtschaftlichen Bedeutung des Energiesektors stellt die Sicherung der Versorgungssicherheit in diesem Wirtschaftsbereich eines der wichtigsten energiepolitischen Ziele dar. Neben der grundsätzlichen Sicherung eines langfristigen Zugangs zu Energiequellen gilt dies auch und gerade im Hinblick auf die Sicherung einer hohen Versorgungsqualität. Diese wiederum spiegelt sich vor allem in den Netzen wieder, die für die Übertragung und Verteilung der Energie eingesetzt werden. Folgerichtig fanden Qualitätsaspekte auch bei der Gestaltung des neuen Regulierungsrahmens für Strom- und Gasmärkte durch den Gesetzgeber Berücksichtigung, dies zeigt sich einmal im § 1 des Gesetzes, der die „Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ fordert (§ 1 (2) EnWG). Zum anderen wurde die Sicherung der Versorgungsqualität als wichtiges Begleitziel für den Aufbau eines anreizorientierten Regulierungsrahmens in Deutschland formuliert, was in der expliziten Forderung des Gesetzgebers nach Qualitätsvorgaben innerhalb eines Effizienzvergleiches der Netzbetreiber in § 21 a (5) EnWG deutlich wird. Neben der Einbindung von Qualitätsvorgaben im Rahmen eines Effizienzvergleiches sieht § 21 a (5) EnWG vor, dass bei Verstößen gegen Qualitätsvorgaben die Obergrenzen für die erlaubten Preis- oder Erlösvorgaben im Rahmen einer Entgeltregulierung (nach unten) angepasst werden können.

1.1 Problemstellung

Die Strom- und Gasnetze werden allgemein als natürliche Monopole eingestuft (von den Überlegungen, die § 3(2) GasNEV zugrunde liegen, sei hier abstrahiert). Bisher unterlagen die Betreiber dieser Netze einer kostenbasierten Regulierungsmethodik[1], in der tendenziell ein Anreiz für die Unternehmen zur Bereitstellung eines hohen Qualitätsniveaus aufgrund von Netzinvestitionen besteht. Die Versorgungsqualität in Deutschland wird mithin als hoch eingestuft. Mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes ist ein Regimewechsel hin zu einem anreizorientierten Regulierungsrahmen absehbar. Ein möglicher Weg für Energieversorgungsunternehmen in diesem Kontext Kosteneinsparungen zu realisieren und somit ihre Gewinne zu erhöhen, sind geringere Investitionen in ihre Netze. Die Netzbetreiber beeinflussen dann die Qualität ihrer Netze sowohl durch die gewählte Netzauslegung (u.a. Netzstruktur, Dimensionierung der Betriebsmittel) als auch durch die Betriebsweise (z.B. Instandhaltung, Betriebsführung, Störungsbehebung). In den laufenden öffentlichen Diskussionen wird daher die Sorge über ein Sinken der Versorgungsqualität geäußert und darüber diskutiert, wie im Rahmen einer Anreizregulierung ein adäquates Qualitätsniveau in den Strom- und Gasnetzen sichergestellt werden kann. Dabei gibt es verschiedene Ansätze, die

1 Streng genommen gilt dies nur für die Stromnetzbetreiber, da die große Mehrheit der Gasnetzunternehmen ihre Tarife bisher an so genannten Anhaltewerten orientierten.

von reinen Veröffentlichungspflichten über den Einbau von Qualitätszielen in den Rahmen einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung bis hin zu Sanktionsmechanismen reichen, die alle wiederum auf verschiedene Weise ausgestaltet werden können. Das zukünftige Regulierungsmodell in Deutschland sollte den regulierten Unternehmen Anreize vermitteln, ein angemessen hohes Qualitätsniveau zu erreichen bzw. dieses zu erhalten. Hier gilt es daher, die entsprechenden Anreizwirkungen der verschiedenen Ansätze hinsichtlich der Bereitstellung eines prädefinierten Qualitätsniveaus näher zu beleuchten, um entsprechende Vorschläge für den zukünftigen Regelungsrahmen in Deutschland ableiten zu können. Zusätzlich gilt es der Frage nachzugehen, was ein angemessenes Niveau von Versorgungsqualität in Deutschland ist und wie dieses seitens der Regulierungsbehörde bestimmt werden kann (Messbarkeit in Strom- und Gasnetzen). Wie die vorliegende Studie zeigt, ist Qualität ein mehrdimensionales Problem, das zwischen Netzbetreibern und Netznutzern auf der einen Seite und der staatlichen Instanz auf der anderen Seite zumindest anfangs erhebliche Informationsasymmetrien aufweist. Bei einer Implementierung ist daher nach geeigneten Wegen zu suchen, um diese Asymmetrien sukzessive aufzulösen. Das generelle Ziel bei der Ausgestaltung einer Anreizregulierung besteht somit darin, Anreize zu Kostensenkungen zu setzen, ohne das Qualitätsniveau erodieren zu lassen.

1.2 Gang der Untersuchung

In einem ersten Schritt wird der theoretische Hintergrund einer Qualitätsregulierung dargestellt. Es wird beleuchtet, inwiefern überhaupt eine Regulierungsnotwendigkeit besteht, wobei die Bereitstellung von Qualität auf vollständig wettbewerblichen Märkten und unter einem unregulierten Monopol als Referenzpunkte der Analyse herausgearbeitet werden. Anschließend wird die konkrete Anreizkonstellation eines Regimewechsels von einer kostenorientierten hin zu einer anreizorientierten Regulierung untersucht. Die Analyse der Anreizwirkungen der unterschiedlichen Ansätze zur Qualitätsregulierung bilden den zweiten Schwerpunkt von Kapitel 2.

Die beiden weiteren Hauptkapitel befassen sich mit der Messbarkeit von Qualität in Strom- (Kapitel 3) und Gasnetzen (Kapitel 4). Für die verschiedenen Dimensionen von Versorgungsqualität (u.a. Versorgungssicherheit und kommerzielle Qualität) werden mögliche Kennzahlen vorgestellt und deren Aussagefähigkeit hinsichtlich der betrachteten Qualitätsdimension kritisch hinterfragt. Dabei werden die für die beiden Netzbereiche in Deutschland vorherrschenden Bedingungen jeweils um internationale Erfahrungen angereichert, um mögliche Ansätze für die zukünftige Einbindung von Qualität in den Rahmen einer Anreizregulierung in Deutschland aufzuzeigen.

Schlussbemerkungen und ein Fazit fassen die vorangehenden Analysen zusammen und runden den Diskussionsbeitrag ab.

2 Qualität im regulierungsökonomischen Kontext

Im Folgenden werden die regulierungsökonomischen Grundfragen der Diskussion über die Bereitstellung von Qualität aufgezeigt. In einem ersten Schritt wird hinterfragt, ob überhaupt eine Notwendigkeit zur expliziten Berücksichtigung von Qualität im Rahmen eines Regulierungsregime besteht. Dabei wird besondere Aufmerksamkeit auf die Beziehung zwischen anreizregulatorischen Ansätzen und Qualität gelegt. Daran schließt sich im zweiten Schritt die Darstellung genereller Herangehensweisen zur Einbindung von Aspekten einer Qualitätsregulierung in eine Anreizregulierung an. Das Kapitel schließt mit einem Zwischenfazit aus regulierungsökonomischer Theoriesicht.

2.1 Regulierungsnotwendigkeit

Um die Frage der Regulierungsnotwendigkeit zu klären, gilt es zunächst sich dem Begriff der Qualität und seinen Dimensionen zu nähern. Sodann gilt es, generell die Frage der Motivation einer Qualitätsregulierung zu betrachten und darüber hinaus, welcher Regelungsbedarf diesbezüglich in Strom- und Gasnetzen besteht. Hierzu werden als Referenzpunkte der Analyse sowohl die marktliche Interaktion bei vollkommenem Wettbewerb als auch die Situation eines unregulierten Monopolisten betrachtet, um daran anschließend die Effekte eines Regimewechsels hin zu einer Anreizregulierung näher zu beleuchten. Bisher sahen sich die deutschen Netzbetreiber als Gebietsmonopolisten einer kostenorientierten Regulierung gegenüber. Es ist daher zunächst zu fragen, welche Qualitätsanreize sich mit dem bisherigen Regulierungsumfeld verbunden haben. Dieses soll zukünftig in ein Anreizregulierungsregime mit Preis- oder Erlösobergrenzen überführt werden (§ 21 a EnWG). Die Frage ist, ob ein Monopolanbieter, der sich einem solchen Wechsel des Regulierungsregimes hin zu einer mehr auf Effizienz ausgerichteten Vorgehensweise gegenübersieht, gleichzeitig auch einen Anreiz hat, ein aus ökonomischer Sicht adäquates Qualitätsniveau bereitzustellen.

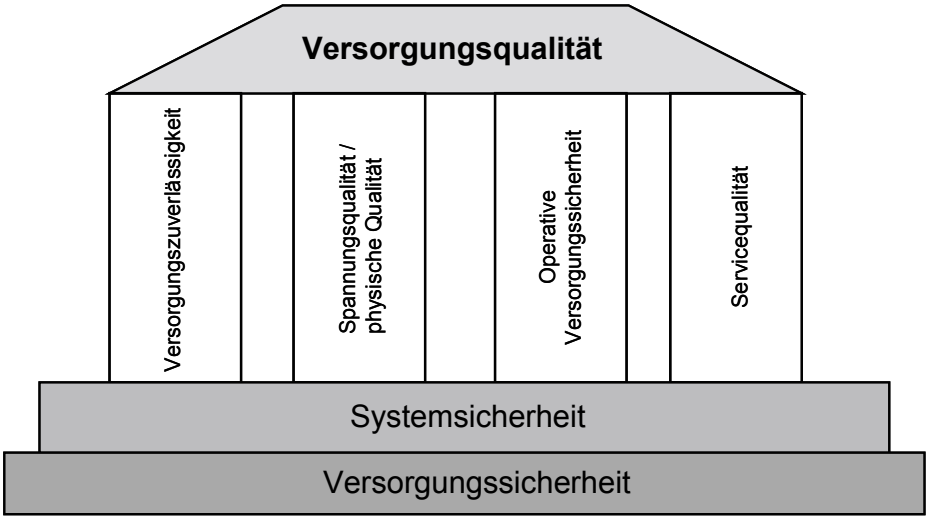
2.1.1 Qualität und ihre Dimensionen

Abgesehen vom Preis stellt die Qualität eines Produktes bzw. einer Dienstleistung einen der wichtigsten Parameter sowohl für die Anbieter als auch für die Nachfrager dar. Der Begriff „Qualität“ ist aber in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur nicht eindeutig definiert. Ganz allgemein betrachtet, wird die Qualität eines Gutes durch seine Beschaffenheit sowie seine nicht-preislichen Eigenschaften bestimmt. So unterscheidet Garvin[2] zur näheren Festlegung des Begriffs fünf verschiedene Ansätze.[3] Im Zusam-

2 Vgl. Garvin (1984, S. 40f.).
3 Neben dem kundenorientierten Ansatz unterscheidet Garvin einen produkt-, herstellungs- und wertorientierten Ansatz sowie einen absoluten Qualitätsbegriff (transzendenter Ansatz). Letzterem zufolge wird Qualität synonym für Hochwertigkeit verwendet und ist als subjektiver Begriff nicht direkt mess-

menhang mit der Qualität von Dienstleistungen kommt dabei dem kundenorientierten Qualitätsbegriff die maßgebliche Bedeutung zu. Eine qualitativ hochwertige Versorgungsleistung im Strom- und Gassektor wird demnach allgemein durch einen hohen Erfüllungsgrad der Kundenerwartungen ausgedrückt.

Abbildung 1: Qualitätsdimensionen im Energiesektor



Quelle: eigene Darstellung WIK angelehnt an Schwan (2005) und Haber/Rodgarkia–Dara (2005).

Abbildung 1 zeigt zur ersten Orientierung eine Untergliederung des Begriffes Versorgungsqualität für den Strom- und Gassektor, wie er in der weiteren Darstellung verwendet wird. Für die einzelnen Bestandteile der Versorgungsqualität existiert eine Vielfalt unterschiedlicher Begriffsdefinitionen. Zumindest im europaweiten Kontext kann für den Stromsektor auf die offizielle Definition des CEER verwiesen werden, welche drei Qualitätsaspekte unterscheidet.[4] Zunächst wird mit der Versorgungszuverlässigkeit (bzw. Netzzuverlässigkeit) als erstem Qualitätsaspekt das Merkmal einer unterbrechungsfreien Energieversorgung beschrieben. Sie wird zumindest für den Stromsektor mit Abstand als wichtigster Parameter angesehen, da sie den gesamten operativen Kern des Netzbetriebes umfasst.[5] Als weiterer Aspekt sind für den Stromsektor technische Quali-

bar, sondern wird lediglich durch Erfahrung fassbar. Nach dem produktbezogenen Ansatz wird Qualität dagegen als messbare Größe interpretiert. Sie wird zum objektiven Merkmal (z.B. Größe eines Produkts oder Umfang einer Dienstleistung), wobei subjektive Kriterien ausgeschaltet werden können. Der prozessorientierte Ansatz setzt Qualität mit der Einhaltung gesetzter Spezifikationen gleich. Abweichungen von den Standards und Normen bedeuten demzufolge Qualitätseinbußen. Nach dem wertbezogenen Ansatz entspricht Qualität einem günstigen Preis-Leistungs-Verhältnis. Die Qualität wird nicht einer Leistung zugeordnet, sondern dem Austauschverhältnis. Vgl. hierzu auch Haller (1995, S. 13).

4 Vgl. CEER (2001).

5 Vgl. Ajodhia/Hakvoort (2005, S. 213).

tätseigenschaften wie vor allem die Spannungsqualität zu unterschieden, welche insbesondere für die Verteilnetze von Bedeutung sind. Eine hohe Spannungsqualität besteht dann, wenn die Bereitstellung einer möglichst schwankungsfreien Spannung für alle Kundenanschlüsse gewährleistet ist.[6] Die technischen Qualitätsmerkmale spielen vor allem für große Industriekunden eine wichtige Rolle. Für den Gassektor ist dagegen in diesem Bereich die physische Qualität des Gases, d.h. dessen Herkunft und Zusammensetzung von Bedeutung. Der letzte Qualitätsaspekt nach der CEER-Definition wird als kommerzielle oder Servicequalität bezeichnet. Für diese Dimension liegt keine einheitliche Definition vor. Allgemein gesagt umfasst er durch den Netzbetreiber beeinflussbare Merkmale, welche die Geschäftsabwicklung und die Kundenkommunikation betreffen. Dieser Aspekt kann gleichermaßen auf den Gassektor angewendet werden. Eine weitere Dimension, die in Abbildung 1 zusätzlich angesprochen wird, ist die operative Versorgungssicherheit, die von ihrer Ausprägung her ebenfalls als Unterpunkt der Versorgungsqualität angesehen werden kann. Darunter wird allgemein die kurzfristige Versorgungssicherung verstanden, welche die Rahmenbedingungen, bestimmte Sicherheitskriterien, sowie deren Relevanz für die Netzplanung und den Netzbetrieb einschließt. Die operative Versorgungssicherheit im Gassektor bezieht sich dagegen hauptsächlich auf die technische Sicherheit von Gasnetzen.

Die Bereiche Systemsicherheit (Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustandes) und Versorgungssicherheit (langfristige Sicherung ausreichender Erzeugungskapazität) bilden in Abbildung 1 die grundlegende Basis für die Versorgungsqualität. Sie beinhalten einen langfristigen Planungszeitraum und beschäftigen sich teilweise ausschließlich mit der Erzeugungsseite (Thema Versorgungssicherheit) der Energieversorgung. Aufgrund der fehlenden Relevanz für die aktuelle Ausgestaltung des Regulierungsrahmens werden die genannten Bereiche in der folgenden Darstellung inhaltlich nicht weiter vertieft.

Generell dürfte die Bereitstellung zusätzlicher Qualität häufig mit zusätzlichen Kosten verbunden sein – was aus Sicht der Anbieter nur dann sinnvoll ist, wenn höhere Qualität auch höhere Absatzmengen mit sich bringt. Dies ist nicht unwahrscheinlich, denn die Nachfrager würden vermutlich aus einem Gut mit verbesserter Qualität zusätzlichen Nutzen ziehen. Dies dürfte auch für die Energiewirtschaft gelten. Zumindest existieren empirische Analysen, die darauf hinweisen, dass ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der Änderungsrate der beobachteten Anzahl an Stromausfällen und der Höhe des jeweiligen Netztarifs eines Unternehmens besteht.[7]

---

6 Ebenso lässt sich hier die Frequenzqualität einordnen, welche durch das Verbundsystem der Kraftwerke und Stromnetze determiniert wird. Vgl. Fritz (2003, S. 12).

7 Vgl. dazu die Untersuchung von Schneider/Kollmann/Tichler (2005: 48), die für die Mittelwerte eines europaweiten Samples nachweist, dass eine Senkung der Stromausfälle um 1% zu einer Steigerung der Netztarife um rund 0,26% führt. Die Stichprobe umfasst die 12 Länder der EU vor der Osterweiterung (exklusive Dänemark, Griechenland und Luxemburg) sowie Norwegen.

Die Qualität der Energieversorgung wird in erster grober Näherung oftmals (insbesondere für Stromnetze) lediglich mit der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr gleichgesetzt. Wie die Erläuterung der einzelnen Aspekte in Abbildung 1 aufgezeigt hat, ist gerade im Energiesektor Qualität ein mehrdimensionales, facettenreiches und zum Teil wertebehaftetes Phänomen, weshalb sich die Qualität der Energieversorgung nicht ohne weiteres bestimmen lässt. Vielmehr ergibt sie sich – wie für die meisten anderen Produkte bzw. Dienstleistungen auch – als Summe der Ausprägungen mehrerer verschiedener Merkmale. Es existiert folglich eine Vielzahl möglicher Qualitätsdimensionen wobei diejenigen Qualitätsmerkmale Relevanz besitzen, die den Nutzen einer nennenswerten Anzahl von Kunden maßgeblich beeinflussen.[8]

Um die qualitativen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe beschreiben zu können, werden Indikatoren benötigt, welche die Qualität dieser Dienstleistung hinreichend gut beschreiben. Die Beobachtung aller Qualitätsaspekte ist für einen einzelnen Kunden aber relativ schwierig. Dies gilt vor allem, da die Energieversorgung ein Erfahrungsgut[9] darstellt. Dies bedeutet, dass sich die Konsumenten erst nach der Inanspruchnahme des Dienstes ein abschließendes Urteil über dessen qualitative Eigenschaften bilden können.[10] Informationen, wie z. B. die Anzahl und Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen lassen sich für den einzelnen Kunden und seinen spezifischen Anschluss nicht im vorhinein feststellen. Es bestehen insofern beträchtliche asymmetrische Informationen bezüglich des tatsächlichen Qualitätsniveaus zwischen dem einzelnen Kunden und den Netzbetreibern. Erst nachdem sie Erfahrung mit der erfolgten Versorgungsleistung gesammelt haben, können sich die Energiekunden über diese ein Urteil bilden.

Adäquate Qualitätsindikatoren sollten dem Anspruch genügen, objektiv, quantifizierbar und verifizierbar zu sein.[11] Des weiteren sollten diese nach Kaufmann/Lowry (1999) die Qualität danach messen, wie sie von Konsumenten wahrgenommen. Die verwendeten Indikatoren sollten sich hier ebenfalls an von Konsumenten bewertbaren Merkmalen orientieren. Außerdem sollte die gemessene Qualität durch die Netzbetreiber beeinflussbar sein. Die Erfüllung des letztgenannten Kriteriums ist vor allem deshalb wichtig, weil die Netzqualität auch durch externe Faktoren beeinträchtigt wird, die nicht vom Netzbetreiber kontrolliert werden können. Zudem müssen die Qualitätsindikatoren ausreichend umfassend sein und alle notwendigen Qualitätsmerkmale widerspiegeln. Andernfalls könnten Verschlechterungen in nicht beachteten Qualitätsdimensionen eintreten.

---

8 Vgl. Kruse (1985, S. 119).

9 Vgl. zur Einführung dieses Begriffes die Ursprungsquelle Nelson (1970).

10 Neben Erfahrungsgütern unterscheidet die ökonomische Theorie des weiteren zwischen Such- bzw. Inspektionsgüter sowie Vertrauens- bzw. Glaubensgüter. Die Qualität von Such- und Inspektionsgütern lässt sich vor Vertragsabschluss vollständig und zu relativ geringen Kosten erfassen. Bei Vertrauens- bzw. Glaubensgütern kann die Qualität auch nach dem Konsum bzw. der Inanspruchnahme nicht zuverlässig ermittelt werden, da sie von mehreren, nicht beobachtbaren bzw. schwer kontrollierbaren Größen abhängt. Zum Grad der Qualitätsunkenntnis bei verschiedenen Gütertypen vgl. den Überblick bei Fritsch/Wein/Ewers (2001, S. 277ff.).

11 Vgl. Lawrence/Kaufmann (2003).

2.1.2 Motivation einer Qualitätsregulierung

Allokationseffizienz ist in einer Volkswirtschaft dann gegeben, wenn alle vorhandenen Ressourcen zu ihrer bestmöglichen Verwendung gelenkt werden. Die erstellten Güter und Dienstleistungen entsprechen in diesem Fall den Präferenzen der Konsumenten (Konsumentensouveränität).[12] Ein allokatives Optimum ist garantiert, wenn neben optimalen Quantitäten bei einer effizienten Produktion auch die qualitativen Eigenschaften der erstellten Leistungen den Präferenzen der Nachfrager entsprechen (qualitative Effizienz).[13] Somit ist Qualität als wichtiger Teilaspekt der volkswirtschaftlichen Allokationseffizienz anzusehen.

Regulative Interventionen können daher im allgemeinen und damit unabhängig von der Frage einer Regulierung monopolistischer Phänomene immer dann erforderlich sein, wenn die qualitativen Merkmale der auf dem Markt bereitgestellten Dienstleistungen nicht den Präferenzen der Kunden entsprechen. Eine Qualitätsregulierung umfasst dabei sämtliche ordnungspolitische Markteingriffe, die dazu geeignet sind, die geforderte Qualität zu realisieren.[14] Die regulatorischen Vorgaben sollten auf eine Verbesserung der qualitativen Effizienz zielen und dabei alle Aspekte abdecken, die aus Sicht der Nachfrage als wichtig erachtet werden.

Qualitätsregulierung wird zum einen als mögliches Substitut für fehlenden Wettbewerb im Monopolfall oder bei Markversagen auf Wettbewerbsmärkten eingesetzt. Regulative Qualitätsanforderungen erfüllen ihren Zweck aber nur, wenn sie gegenüber einem bestimmten unregulierten Ausgangszustand tatsächlich zu einer Verbesserung der Marktversorgung beitragen. Durch ihren Einsatz müssen die zuvor attestierten Markt- bzw. Wettbewerbsdefekte korrigiert werden können und im Vergleich zum unregulierten Zustand zu ökonomisch besseren Marktergebnissen führen.[15] Entsprechend dem ökonomischen Kalkül dürfen die Kosten des regulatorischen Eingriffs den induzierten Nutzen dabei nicht übersteigen.

Eine zweite Zielsetzung der Qualitätsregulierung besteht darin, eine Korrektur des Marktergebnisses herbeizuführen, wenn dieses nicht den allgemeinen gesellschaftlichen Wertvorstellungen entspricht. So gilt die Gewährleistung einer gewissen Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland als eine wichtige gesellschaftspolitische Maxime. Zudem leistet die Energieversorgung einen essentiellen Beitrag zur Lebensfähigkeit und Entwicklung der Volkswirtschaft. Daher soll eine hohe Versorgungsqualität für alle Konsumenten sichergestellt sein und dies unabhängig von ihrem Wohnort. Neben normativen Argumenten, die Regulierungsbedarf mit einem Markt- bzw. Wettbewerbsver-

---

12 Vgl. Fritsch/Wein/Ewers (2001, S. 14ff.).
13 Die allokative Effizienz bildet gemeinsam mit der produktiven Effizienz (Produktion zu minimalen Kosten) die gesamtwirtschaftliche bzw. ökonomische Effizienz. Ein Produkt- oder Serviceangebot ist demnach effizient, wenn es kostenminimal entsprechend den Mengen- und Qualitätspräferenzen der Nachfrager bereitgestellt wird (Kruse 1985, S. 70).
14 Vgl. Borrmann/Finsinger (1999, S. 8f.).
15 Vgl. Fritsch/Wein/Ewers (2001, S. 89ff.).

sagen rechtfertigen, können regulierungspolitische Eingriffe somit auch politisch motiviert sein.[16] Dies impliziert jedoch, dass eine genaue Vorstellung über das allgemein gewünschte Niveau an Versorgungsqualität vorhanden sein muss, was bei Strom- und Gasnetzen nicht der Fall sein dürfte.[17] Es ist eher wahrscheinlich, dass die Verfolgung der gesellschafts-, verteilungs- bzw. regionalpolitischen Ziele zu Über- bzw. Unterversorgungssituationen führt und somit mit Einschränkungen bei der Verfolgung und Erreichung ökonomischer Ziele verbunden ist. In den folgenden Ausführungen für eine rein wohlfahrtstheoretische Betrachtung zu den beiden Referenzpunkten vollständige Konkurrenz und Monopol hinsichtlich der Adäquanz des bereitgestellten Qualitätsniveaus wird daher von diesem letzten Punkt abstrahiert.

2.1.3 Wettbewerbliche Bereitstellung von Qualität

Bei wettbewerblicher Interaktion ist ein wohlfahrtsmaximierende Qualitätsniveau gegeben, wenn es zu einem Ausgleich der Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung auf Seiten der Produzenten (MC) und dem Grenznutzen dieser auf Seiten der Konsumenten kommt (siehe Abbildung 2), wobei letzterer durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für ein gewisses Qualitätsniveau bei gegebenem Output ausgedrückt wird (willingness to pay, WTP). Auf Wettbewerbsmärkten entscheiden sich die Konsumenten in Abhängigkeit von Preis und Qualität für oder gegen den Kauf eines Produktes. Es liegt an der spezifischen Kombination von Preis und Qualität, ob ein einzelner Kunde gewonnen wird oder nicht. Vollkommene Konkurrenz führt somit zu einer paretoeffizienten Situation mit wohlfahrtsmaximierender Bereitstellung von Qualität.[18] Allerdings führt die Annahme perfekter Substituierbarkeit bezüglich eines homogenen Gutes dazu, dass im Optimum alle Unternehmen dieselbe (für den marginalen Konsumenten optimale) Qualität anbieten. Unterstellt man jedoch, dass eine gewisse Heterogenität in der Bereitstellung des Gutes möglich ist, so resultieren daraus Modelle des unvollständigen Wettbewerbs bzw. der monopolistischen Konkurrenz. In diesen Ansätzen resultieren Marktergebnisse, die es denkbar erscheinen lassen, dass für ein ähnliches Produkt viele unterschiedliche Qualitätsniveaus angeboten werden. Allerdings führt diese Vielfalt langfristig dazu, dass die Unternehmen nicht das Kostenminimum der Produktion

---

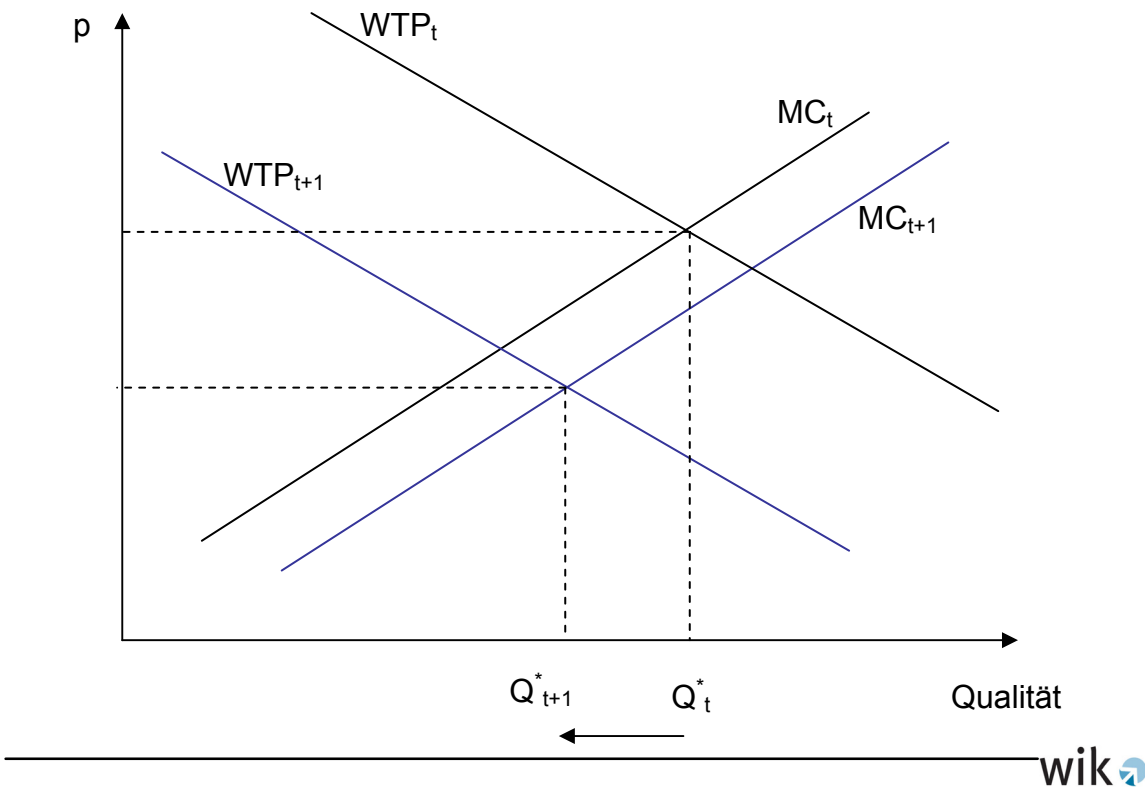
16 Hinter dieser Überlegung steckt das Konzept meritorischer Güter, das auf Musgrave (1959) zurückgeht. Bei meritorischen Gütern sind die Bedingungen für ein Marktangebot (Ausschließbarkeit und Rivalität) zwar gegeben, aber aus „übergeordneten“ Gründen, die mit der Konsumentensouveränität nichts zu tun haben, verdienen sie es, in größerem Umfang angeboten zu werden, als der Markt dies tut. Klassische Beispiele sind die Bereiche der höheren Bildung und Gesundheitsdienstleistungen (siehe z.B. Blankart 1991: 58 ff.).

17 Vgl. zu dieser Problematik auch die Ausführungen unter Abschnitt 2.2.

18 Vgl. George (1998). Ein Problem auf Wettbewerbsmärkten tritt nur im Fall asymmetrischer Informationsverteilung auf. Theoretisch kann es bei Erfahrungsgütern, bei denen die Konsumenten ex ante nicht genau über die angebotene Qualität informiert sind, sondern dieses Wissen erst durch den Konsum dieses Gutes erlangen, zu einem Verdrängen guter Qualität kommen. Dieses Marktversagen ist im Bereich der Strom- und Gasnetze durchaus von einer gewissen Relevanz, da der Endkunde in der Regel keine oder nur unzureichende Kenntnisse über die angebotene Qualität seines Versorgungsgebietes besitzt. Er wird mit der Qualitätsproblematik oft erst im Störungsfall konfrontiert, von dem er unmittelbar betroffen ist. Diese Problematik wird im weiteren der Studie wieder aufgegriffen.

erreichen – die positive Wohlfahrtswirkung einer heterogenen Produktwelt ist daher gegen die höheren Kosten und die somit höheren Preise, als sie unter vollkommener Konkurrenz existieren würden, abzuwägen.[19] Es stellt sich nun die Frage, wie sich die Situation ändert, wenn ein Monopolunternehmen betrachtet wird. Es wird sich herausstellen, dass es auf diese Frage keine einfache Antwort gibt.

Abbildung 2: Optimales Qualitätsniveau



Quelle: eigene Darstellung WIK.

2.1.4 Qualitätsbereitstellung durch ein unreguliertes Monopol

Das Angebot an Qualität eines unregulierten Monopolisten hängt von der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager ab. Bewertet der marginale Nachfrager – also derjenige Konsument, dessen Zahlungsbereitschaft für das Gut so hoch ist, dass er gerade noch befriedigt wird - Qualität höher als der Durchschnitt der inframarginalen Konsumenten[20],

19 Vgl. Robinson (1933) und Chamberlin (1933).
20 Als inframarginale Konsumenten bezeichnet man diejenigen Nachfrager, deren grundsätzliche Zahlungsbereitschaft höher ist als der Marktpreis – diese befinden sich folglich grafisch links von dem herrschenden Marktpreis auf der Nachfragekurve.

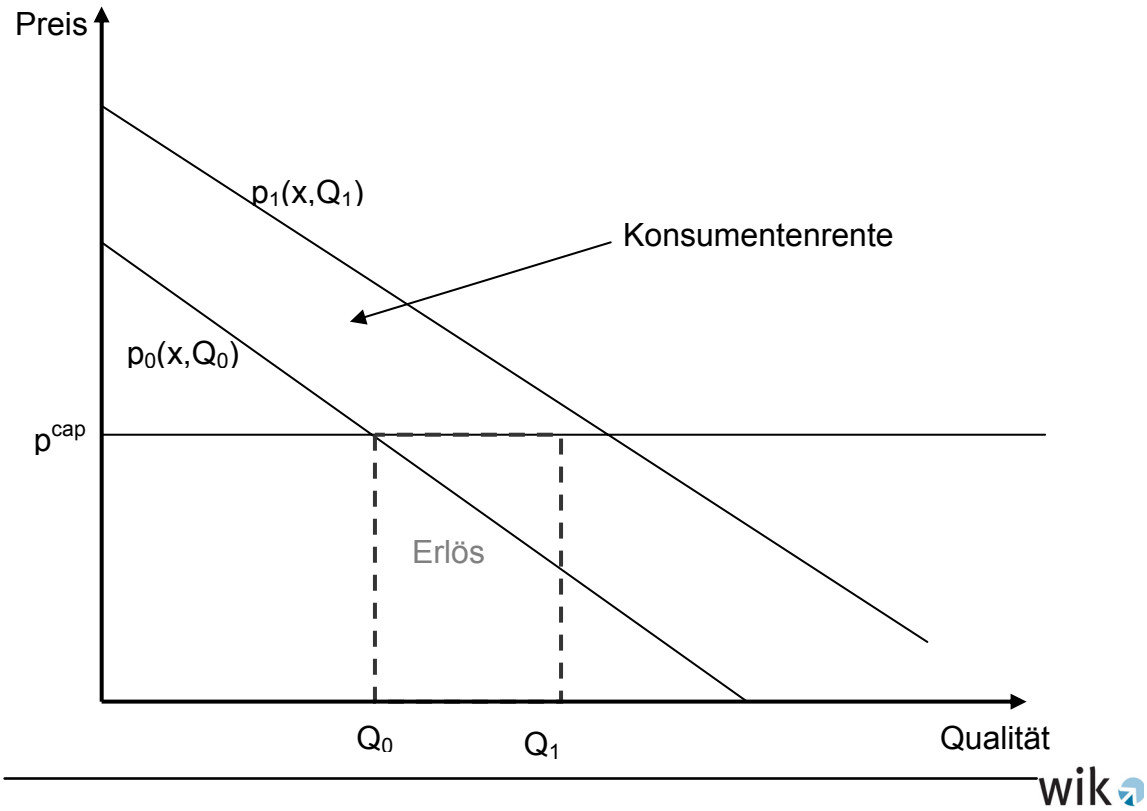
so wird der Monopolist aufgrund seiner Maximierungsbedingung (Grenzkosten gleich Grenzerlös) das Qualitätsangebot über das pareto-effiziente Niveau hinaus ausdehnen. Es wird quasi zu viel Qualität angeboten. Es kann allerdings auch zum umgekehrten Ergebnis kommen: Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Wertschätzung des marginalen Nachfragers für Qualität mit der Menge des gekauften Gutes sinkt.[21] Tendenziell dürfte bei Strom- und Gasnetzen eher der erste Fall vorliegen. Mit zunehmendem Verbrauch dürfte auch die Wertschätzung eines qualitativ hochwertigen Netzes steigen. Große Produktionsunternehmen mit einem hohen Strom- bzw. Gasverbrauch sind aufgrund von eventuellen Produktionsausfällen in der Regel erheblich stärker von Netzausfällen betroffen als private Haushalte mit einem relativ niedrigen Verbrauch. Da jedoch die Präferenz des marginalen Verbrauchers die entscheidende Größe ist, kann eine endgültige Aussage hierzu nur dann getroffen werden, wenn einerseits bekannt ist, wer aus Sicht des Netzbetreibers der marginale Konsument ist bzw. dessen Zahlungsbereitschaft ermittelt worden wäre. In diesem Zusammenhang sollte nicht vergessen werden, dass in der überwiegenden Anzahl der Fälle zweigeteilte Tarife im Netzbetrieb Verwendung finden. Diese sind zwar geeignet, eine Deckung der Fixkosten zu ermöglichen, führen aber zu einer Abweichung von den reinen Marginalüberlegungen der hier skizzierten Modellwelt.

2.1.5 Qualitätsbereitstellung bei einem Übergang zur Anreizregulierung

Zunächst kann festgestellt werden, dass die Netzbetreiber bisher einer kostenorientierten Preisbestimmung unterlagen, so dass eine Tendenz hin zu einem in Relation zum wohlfahrtstheoretischen Optimum überhöhten Qualitätsniveau bestanden haben dürfte. Dies gilt jedenfalls für diejenigen Dimensionen der Qualität, die durch einen überoptimalen Einsatz von Kapital positiv beeinflusst sein dürften, da aufgrund der engen Verbundenheit beider Systeme der aus der Kapitalrenditenregulierung bekannte Averch-Johnson-Effekt gewirkt haben dürfte. Dieser besagt, dass es, wenn die zuerkannte Kapitalrendite die Kapitalkosten übersteigt, zu einer Fehlallokation der Produktionsfaktoren kommt, da Kapital relativ zu den anderen Faktoren bevorzugt wird. Aufgrund der kapitalintensiven Investitionen in Netzelemente kommt es durch Überinvestitionen zum so genannten „Gold Plating“.[22]

21 Vgl. Sappington (2005). Wenn die Wertschätzung unabhängig von der Gütermenge ist, kommt es hinsichtlich der bereitgestellten Qualität sogar im Monopolfall zu Pareto-Effizienz.
22 Vgl. Ajodhia/Hakvoort (2005) und Averch/Johnson (1962).

Abbildung 3: Price Cap-Regulierung und Qualitätsbereitstellung



Quelle: eigene Darstellung WIK in Anlehnung an Vickers/Yarrow (1998).

Hinsichtlich des Übergangs von einer kostenorientierten hin zu einer Anreizregulierung wird in der Literatur ein Absinken der Qualität prognostiziert.[23] Aufgrund der Abkopplung der Preise bzw. Erlöse von den tatsächlichen Kosten besteht für den Monopolisten ohne eine begleitende Qualitätsregulierung ein Anreiz, seine Ausgaben für Qualität zu senken, um somit den Gewinn, den er vereinnahmen kann, zu vergrößern. Dies ist die individuell rationale Reaktion auf das „de facto“ Fixpreisregime, dem sich die Netzbetreiber gegenübersehen. Diese Tatsache alleine würde aufgrund des eben beschriebenen „Gold Plating“ auf kurze Sicht einen Regulierungseingriff bezüglich der Qualität nicht rechtfertigen, da man sich so dem pareto-effizienten Zustand nähern könnte, der Grenzkosten und Grenznutzen der Qualitätsbereitstellung wieder in Einklang brächte. Allerdings kann es unter einer Preisobergrenzenregulierung dauerhaft zu einem verminderten Anreiz kommen, in Qualität zu investieren, was Abbildung 3 verdeutlicht. Eine Qualitätserhöhung ist dort durch Verschiebung der Nachfragekurve von p_0 nach p_1 dargestellt. Unter der Preisobergrenze p^{cap} ergibt sich für den Monopolisten ein zusätzlicher Erlös. Der Monopolist wird die Investition in mehr Qualität durchführen, sofern

23 Vgl. z.B. Ajodhia/Hakvoort (2005) und Sappington (2005).

dieser Erlös mindestens seine zusätzlich entstehenden Kosten deckt. Die Tatsache, dass gleichzeitig ein Zuwachs an Konsumentenrente erwirtschaftet würde, geht nicht in das Entscheidungskalkül des Monopolisten ein, da dieser sich eben individuell und nicht kollektiv rational verhält. Diese Zusammenhänge begründen die Notwendigkeit einer begleitenden Qualitätsregulierung bei Einführung eines Anreizsystems mit einer Price-Cap bzw. Revenue-Cap.[24]

2.2 Bestimmung des optimalen Qualitätsniveaus

Ziel aller regulatorischen Überlegungen ist es, mittels geeigneter Eingriffe die Bereitstellung des wohlfahrtstheoretisch gewünschten Niveaus an Qualität herbeizuführen. Dies setzt voraus, dass die Regulierungsbehörde als staatliche Instanz eine gewisse Vorstellung über dieses Niveau besitzt bzw. dazu in der Lage ist, es zu ermitteln. Offensichtlich treten auch diesbezüglich Problematiken asymmetrischer Information auf, da die Netzbetreiber über das tatsächliche, die Netznutzer über das tatsächlich gewünschte Niveau an Qualität immer besser informiert sein werden als die Regulierungsinstanz. Das optimale Qualitätsniveau staatlich zu normieren, kann daher mit großen Unsicherheiten verbunden sein. Die mit der Einführung einer Qualitätsregulierung für die Strom- und Gasnetze verbundenen Schwierigkeiten seien an fünf Problembereichen veranschaulicht:

- Bei den bisherigen Betrachtungen zur Qualitätsbereitstellung wurde implizit zumeist unterstellt, dass Qualität ein eindimensionales Phänomen sei. Dies ist bei Qualitätsaspekten der hier betrachteten Netzbereiche allerdings nicht der Fall.[25] Der allgemeine Qualitätsbegriff kann zumindest differenziert werden in „effort-related quality“ und „investment-related quality“.[26] Im ersten Fall handelt es sich um solche Qualitätsziele, die sich ohne wesentliche Kapitalinvestitionen verbessern lassen (z.B. Kundenservice). Im zweiten Fall sind (kapitalintensive) Investitionen zu tätigen, um so die angebotene Qualität zu erhöhen (z.B. Netzausbau). Bei mehrdimensionalen Qualitätszielen stellt sich jedoch das Problem der Aggregation. Je nach Gewichtung der Einzelgrößen können sich daraus unterschiedliche und eventuell nicht gewünschte Anreize für den Netzbetreiber ergeben.

24 Vgl. Laffont/Tirole (2000).
25 Vgl. auch Abschnitt 2.1.1.
26 Kikodoro (2002). Kikodoro sieht bei einem Übergang zu einer anreizorientierten Regulierung für die „effort-related quality“ ausschließlich Vorteile, da die Netzbetreiber in Folge des Wettbewerbsdrucks verstärkte Anstrengungen in diesem Bereich unternehmen würden. Dieser Argumentation kann zumindest für Stromnetze nicht gefolgt werden, da die Nachfrager keine ernsthaften Substitutionsalternativen haben. Die einzige Wahlmöglichkeit wäre die Abwanderung und somit Standortveränderung hin zu einem neuen Netzbetreiber, was mit prohibitiv hohen Kosten verbunden sein dürfte. Auch im Gasbereich ist es zweifelhaft, ob hinreichende Ausweichmöglichkeiten bestehen.

- Ferner wurde bisher ebenfalls implizit davon ausgegangen, dass das Qualitätsniveau durch die Nachfrager direkt beobachtbar und durch die Behörde verifizierbar ist. Es wird also davon ausgegangen, dass sich im Wettbewerb aufgrund des dezentralen Marktmechanismus automatisch das - der hierfür vorhandenen Zahlungsbereitschaft entsprechende Niveau - einstellt. Der Großteil der Bezieher von Strom und Gas dürfte nur äußerst begrenzte Informationen über die Netzqualität besitzen. Mangelhafte Qualität wird wahrgenommen, wenn es tatsächlich zu größeren Störungen kommt.[27] Daher handelt es sich um Erfahrungsgüter, was es dem Monopolisten bei fehlender Qualitätsregulierung ermöglicht, Qualität zu senken, ohne dafür Einbußen auf der Nachfrageseite hinnehmen zu müssen.[28]

- Bei Strom- und Gasnetzen handelt es sich nicht um isolierte Bereiche. Durch die Vernetzung verschiedener Betreiber kommt es zu Netzwerkexternalitäten. Die Versorgungssicherheit eines bestimmten Netzes hängt mittelbar oder zum Teil unmittelbar von den Qualitätsniveaus anderer Netzbetreiber ab. Der Endkunde nimmt jedoch nur die Qualität des Netzes war, an das er direkt angeschlossen ist. Der Monopolist kann aufgrund dieses externen Effektes nicht den gesamten Ertrag seiner Anstrengungen für sich vereinnahmen, wodurch er tendenziell ein geringeres als das wohlfahrtsmaximierende Qualitätsniveau anbieten wird.

- Vertikal integrierte Unternehmen können ihre Monopolstellung durch schlechteren Service im Netzbereich gegenüber potenziellen Vertriebskonkurrenten auf der Retail-Ebene ausnutzen, um sich einen Vorteil gegenüber diesen Konkurrenzunternehmen zu verschaffen.[29]

- Zwischen Maßnahmen zur Qualitätsverbesserung (z.B. Investitionen in eine verbesserte Netzwerktechnik) und der tatsächlichen Auswirkung auf das Qualitätsniveau bestehen oft große Zeitverzögerungen, was den Umgang mit Qualitätsmaßen im Rahmen einer Anreizregulierung nicht unkritisch erscheinen lässt. Diese Zeitverzögerung sollte bei eventuellen Qualitätsvorgaben berücksichtigt werden. Ferner ändern sich mit der Zeit sowohl die Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung durch technischen Fortschritt als auch der Grenznutzen der Konsumenten z.B. durch Einkommensänderungen.[30] In dem in Abbildung 2 dargestellten Beispiel reduzieren sich sowohl die Kosten von MC_t auf MC_{t+1} als auch

27 Als Beispiel sei der flächendeckende Stromausfall aufgrund starker Schneefälle Ende 2005 im Münsterland angeführt.
28 Vgl. Sappington (2005). Eine weitere Folge ist, dass es für Konsumenten erschwert wird, adäquate Aussagen über ihre Zahlungsbereitschaft zu tätigen.
29 Zu möglichen Behinderungsmaßnahmen vgl. Angenendt et al. (2006).
30 Die Zahlungsbereitschaft eines Nachfragers ist u. a. eine Funktion seines Einkommens. Dies ist nicht nur für den einzelnen Konsumenten von Bedeutung sondern auch für alle im Einzugsbereich des relevanten Netzbetreibers ansässigen Verbraucher. Durch Zu- bzw. Abzug können sich die Einkommensverhältnisse von Regulierungsperiode zu Regulierungsperiode eventuell erheblich ändern (z.B. durch Zuzug eines großen industriellen Verbrauchers).

die Zahlungsbereitschaften von WTP_t auf WTP_{t+1}. Der Gesamteffekt mündet in einer Verringerung des pareto-effizienten Qualitätsniveaus. Hätte im Rahmen einer Anreizregulierung in der ersten Regulierungsperiode das Niveau Q^*_t Anwendung gefunden, so müsste in der darauf folgenden Zeitspanne eine Orientierung am neuen Niveau Q^*_{t+1} erfolgen. Aufgrund der eben beschriebenen Zeitverzögerung kann der Netzbetreiber allerdings erst mit Verzögerung darauf reagieren.

Um die Präferenzen der Energieverbraucher im Rahmen einer Qualitätsregulierung zu berücksichtigen, wird ihnen bzw. legitimierten Interessenvertretern in einigen ausländischen Regulierungsregimen die Möglichkeit eingeräumt, am Regulierungsprozess aktiv teilzunehmen, um damit alle relevanten Gruppen in die Beratungen einzubeziehen. Darüber hinaus haben die Ausführungen zu den fünf Problembereichen die Wichtigkeit aufgezeigt, das Regulierungssystem mit einer gewissen Offenheit zu versehen. Es sollte gegenüber Präferenzverschiebungen der Konsumenten sowie neuen Erkenntnissen bezüglich der Qualitätsbewertung flexibel sein. Das Regulierungsdesign muss demnach dynamisch ausgelegt sein, d. h. die Vorgaben und Ziele sind hinsichtlich ihrer aktuellen und erwarteten Bedeutung und Angemessenheit regelmäßig zu überprüfen und das System entsprechend der Ergebnisse zu adjustieren.

2.3 Regulierungsansätze

Hinsichtlich der Handhabung von Qualität im Rahmen einer Regulierung gibt es eine Vielzahl möglicher Ansätze. Diese lassen sich nach ihrer Wirkungsrichtung zunächst in indirekte und direkte Ansätze unterscheiden, wobei unter letzteren Ansätzen solche verstanden seien, die direkten Einfluss auf die Erstellung der Netzdienstleistung durch die Netzbetreiber nehmen.

2.3.1 Veröffentlichung (indirekter Ansatz)

Die Maßnahme mit der geringsten Eingriffstiefe und somit das weichste Instrument stellt die reine Veröffentlichung von entsprechenden Qualitätskennzahlen oder -indizes für die einzelnen Netzbetreiber dar. Über einen Vergleich mit anderen Unternehmen – eventuell in Form eines Benchmarking-Reports – kann somit die öffentliche Wahrnehmung durch die Verbraucher verbessert werden. Sie haben zwar weiterhin kaum adäquate Ausweichmöglichkeiten, können aber durch die verbesserte Informationslage unter Umständen Druck auf den Netzbetreiber ausüben („shame and blame“), die Anstrengungen für Qualität zu erhöhen. Eine solche indirekte Maßnahme hat hinsichtlich möglicher Anpassungsreaktionen des Monopolisten zu einer Bereitstellung adäquater Qualität naturgemäß nur eine sehr eingeschränkte Wirkung und sollte im Kontext einer Anreizregulierung nur als begleitendes Mittel angesehen werden. Ein positiver Nebeneffekt dieser Maßnahme dürfte sein, dass durch die öffentliche Diskussion der Ergebnisse

und der Schaffung von Vergleichsmöglichkeiten[31] die Konsumenten ihre Zahlungsbereitschaften besser einschätzen können.

2.3.2 Standards

Im Gegensatz zu einer reinen Veröffentlichung kann die Regulierungsbehörde für die verschiedenen Dimensionen der Versorgungsqualität Standards definieren und so direkten Einfluss auf den Netzbetrieb nehmen. Für ein bestimmtes Kriterium (z.B. Dauer von Lastunterbrechungen im Stromnetz oder Druckschwankungen im Gasnetz) werden vom Regulator bestimmte Werte vorgegeben und kontrolliert. Es kommen grundsätzlich zwei Arten von Standards zur Anwendung: garantierte Standards (auch Mindeststandards) und generelle Standards (auch Gesamtstandards).[32] Garantierte Standards legen Mindestanforderungen für die Versorgungsqualität einzelner Kunden fest. Der Vorteil von Mindeststandards liegt in ihrer möglichen Ausrichtung auf individuelle Kundengruppen. Es besteht dadurch die Möglichkeit, unterschiedliche Eigenschaften der Kunden und Strukturen der Netze bei der Festlegung zu berücksichtigen (z.B. ländliche vs. städtische Versorgungsgebiete).[33] Garantierte Standards können beispielsweise durch Bestimmung der maximalen Dauer von Versorgungsunterbrechungen (Wiederversorgungszeit), der maximalen Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen je Kunde oder der maximalen Dauer für die Erstellung von Kostenvoranschlägen definiert werden. Generelle Standards beziehen sich in der Regel auf das Gesamtsystem und stellen einen Maßstab für die durchschnittlich bereitgestellte Qualität dar. Ein Beispiel wäre der Anteil der Verbraucher im Versorgungsgebiet, die von Ausfällen betroffen waren. Ein über die verschiedenen Dimensionen aggregierter Qualitätsindex fällt ebenfalls unter die Kategorie der Gesamtstandards.

Während generelle Standards nicht zwangsläufig an eine monetäre Sanktionsbewährung gebunden sind, ist dies bei garantierten Standards generell der Fall. Bei einer Unterschreitung eines vorgegebenen Indikatorwertes für eine bestimmte Qualitätsdimension werden Sanktionen verhängt – in der Regel unabhängig von der Höhe der Underperformance (Fall 1 in Abbildung 4). Der Netzbetreiber erhält eine pauschale Bestrafung, wenn der Referenzwert nicht erreicht wird. Strafen können die Form einer Strafzahlung

---

31 Zumindest in ersten Ansätzen würde eine gewisse Vergleichbarkeit hergestellt werden. Interessant wäre es, zu beobachten, wie die Problematik um strukturell unterschiedliche Netzgebiete und damit unterschiedliche Anforderungen an die Versorgungsqualität in die öffentlichen Diskussionen Eingang findet.

32 Vgl. Haber/Rodgarkia-Dara (2005, S. 11f.).

33 Bei Kundengruppen mit systematisch unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften besitzt ein Monopolist aufgrund der Möglichkeit der Gewinnsteigerung den Anreiz, das Qualitätsniveau für die Gruppe mit einer geringen Zahlungsbereitschaft unter das pareto-effiziente Niveau zu senken und im Gegenzug die Anstrengungen im Hochpreissegment über das wohlfahrtstheoretisch gewünschte Maß hinaus zu erhöhen (vgl. Sappington 2005, S. 126f.). Dieses Problem kann mit der differenzierten Setzung von Mindeststandards umgangen werden. In diesem Fall kann das Instrument zu einer Steigerung der Gesamtwohlfahrt beitragen, wenn der Mindeststandard für die Gruppe mit geringer Qualitätswertschätzung entsprechend gesetzt wird.

an die Regulierungsbehörde annehmen, mit Kompensationszahlungen an die betroffenen Verbraucher für die entstandenen Schäden verbunden sein oder aber sich in einer Reduktion der zugestandenen Erlöse widerspiegeln.[34] Dieses System kann auch im umgekehrten Sinne angewandt werden, indem der Monopolist eine pauschale Belohnung enthält, wenn der Referenzwert erreicht bzw. übertroffen wird.

Die Funktionsfähigkeit eines solchen Mechanismus ist allerdings an bestimmte Voraussetzungen gebunden:

- Sanktionen (Belohnungen) sind im Falle der Nichteinhaltung (Übertreffung) der Standards aus juristischen Gründen auf objektiv nachweisbare Tatbestände angewiesen, d.h. die gesetzten Qualitätskriterien müssen eindeutig messbar sein. Dieses erscheint für einige Qualitätsmerkmale leichter realisierbar als für andere. Auf subjektive Kriterien, die nicht oder nur schwer zu operationalisieren sind, sollte daher eher verzichtet werden (z.B. Kompetenz und Höflichkeit der Mitarbeiter des Call-Centers).

- Um zweifelsfreie Messergebnisse und Neutralität zu gewährleisten, sollte die Qualitätsfeststellung durch ein unabhängiges und neutrales Prüfungsunternehmen erfolgen. Die Wirksamkeit der Qualitätssicherung steigt in dem Maße, wie die feststellende Außeninstanz Anerkennung und Reputation bei den beteiligten Parteien genießt.

- Im Falle einer Entschädigungsregelung dürfen die Durchsetzungskosten eines Schadenersatzanspruches für den einzelnen Kunden nicht zu hoch sein, da er sonst tendenziell auf eine Geltendmachung verzichten wird. Obwohl die von den einzelnen Kunden erlittenen Schäden eventuell eher gering ausfallen, kann die Summe der Schäden über alle Parteien relativ groß sein.[35]

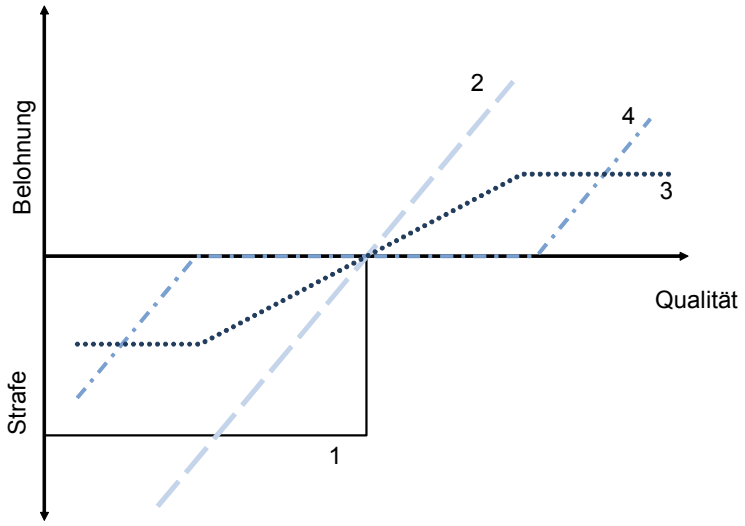
- Schließlich hängt die Anreizwirkung der Regelung entscheidend von der Höhe der Sanktion bzw. Belohnung ab. Ist z.B. die Bestrafung für das qualitative Vergehen zu niedrig bemessen, kann die Qualitätsverminderung nicht verhindert werden, da sie nicht Eingang in das unternehmerische Kalkül findet. Ist die Strafe dagegen zu hoch angesetzt, kann es zu allokativen Verzerrungen kommen, d.h. bei regulierten Qualitätsdimensionen werden überoptimale Anstrengungen zur Qualitätsverbesserung getätigt, während andere, ebenfalls wichtige Qualitätsdimensionen, dadurch unter Umständen vernachlässigt werden.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung beinhaltet diese Maßnahme einen asymmetrischen Anreiz, der nur in eine Richtung wirkt (positiv im Falle von Belohnungen und negativ im Fall einer Sanktionierung).

---

34 Vgl. Holt (2005).
35 Vgl. Finsinger (1991, S. 263).

Abbildung 4: Anreizschemen zur Qualitätssicherung



wik

Anmerkungen:
1: Mindeststandard
2: proportionaler Anreiz
3: proportionaler Anreiz mit Cap
4: proportionaler Anreiz mit Bandbreite

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Ajodhia/Hakvoort (2005: 215).

2.3.3 Symmetrische Anreize

Alternativ zu Qualitätsstandards können ausgewählte Qualitätsdimensionen bzw. ein aggregierter Gesamtindex auch explizit in der Entgeltformel im Rahmen eines Price- bzw. Revenue-Cappings berücksichtigt werden. Dazu wird die Formel über die Einbindung eines zusätzlichen Qualitätsfaktors Q so ergänzt, dass Qualitätsminderungen mit einer Einschränkung des Preiserhöhungsspielraums einhergehen, während für qualitative Verbesserungen eine erweiterte Preisspanne zugestanden wird. Im Gegensatz zu Standards ist hier eine Symmetrie zwischen positiven und negativen Anreizen gegeben. Für das zugrunde liegende Qualitätsmerkmal bzw. für den Gesamtindex muss analog den Standards ein Sollwert vorgegeben werden. Bei einer Einbeziehung der Leistungsqualität stellt sich die Price-Cap-Formel wie folgt dar:[36] [37]

36 Analoge Überlegungen gelten für den Fall der Ertragsobergrenzenregulierung.
37 Alternativ könnten die Werte der verschiedenen Qualitätsdimensionen in ein Benchmarking eingespeist werden. In diesem Fall würden sie den X-Faktor beeinflussen ohne explizite Berücksichtigung in der Preisformel.

(2-1) $P_t \leq P_{t-1}(1 + CPI - X + \alpha Q)$

P_t: Preisobergrenze in der betrachteten Regulierungsperiode
P_{t-1}: Preis der Vorperiode
CPI: Verbraucherpreisindex
X: Vorgabe für Effizienzsteigerung[38]
α : Qualitätsanreizfaktor
Q: Qualitätsfaktor

Liegt das tatsächliche Qualitätsniveau oberhalb des Sollwertes, nimmt der Q-Faktor einen positiven Wert an und erhöht somit den Preissetzungsspielraum. Im umgekehrten Fall reduziert sich die erlaubte Preisobergrenze in der folgenden Regulierungsperiode entsprechend. Dabei legt der Anreizfaktor fest, mit welchem Gewicht das Qualitätsmerkmal in die Price-Cap-Formel eingeht. Wird dieser Faktor eher niedrig angesetzt, sind die Anreizwirkungen schwach und ein Netzbetreiber wird unter Umständen nicht in ausreichendem Maß Investitionen in Qualität vornehmen. Erfolgt hingegen eine zu starke Gewichtung, so besteht à la Averch-Johnson die Gefahr einer Überinvestition in die Versorgungsqualität.[39]

Bei Verwendung eines Qualitätsindexes für Q in Formel (2-1) müssen zunächst die berücksichtigten einzelnen Qualitätsmerkmale hinsichtlich ihrer Bedeutung gewichtet werden. Ist die Gewichtung gesetzt, ist es möglich, die Durchschnittsqualität als Summe der gewichteten relativen Qualitätsmerkmale zu berechnen:

(2-2) $Q = \sum_{i=1}^{n} q_i w_i \quad \text{mit} \quad q_i = \frac{t_i - s_i}{s_i}$

q_i : relative Performance der i-ten Qualitätsdimension
w_i : relatives Gewicht der i-ten Qualitätsdimension
t_i : beobachteter Wert der i-ten Qualitätsdimension
s_i : vorgegebener Sollwert der i-ten Qualitätsdimension

Neben den dynamischen Anreizen zur qualitätseffizienten Leistungserstellung liegt ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes in seiner Flexibilität. Das regulierte Unternehmen kann einige Qualitätsvorgaben verfehlen, solange dies durch Übererfüllung anderer Standards kompensiert wird. Aus ökonomischer Sicht sind flexible Systeme wünschenswert, da sie die Anpassung der Leistungserstellung an die fortlaufend wechselnden Rahmenbedingungen erleichtern.

---

38 Der X-Faktor besteht häufig aus zwei Komponenten: einer Vorgabe für den allgemeinen Produktivitätsforschritt (frontier shift) und einer individuellen Vorgabe für das betroffene Unternehmen (catch up).

39 Neu/Speckbacher/Stumpf (1992) raten aufgrund der erheblichen Verkomplizierung der Preiskontrollformel von der Anwendung einer solchen Qualitätskorrektur ab.

Probleme ergeben sich allerdings zum einen daraus, dass durch die Aggregation der verschiedenen Qualitätsdimensionen die Transparenz hinsichtlich der aktuellen Leistungsqualität verschlechtert wird. Weiterhin duldet ein solcher Ansatz bei entsprechendem Ausgleich in einzelnen Qualitätsdimensionen partielle Leistungsverschlechterungen. Dadurch kann es zu einer Fehlallokation der Ressourcen kommen, wenn die Gewichtung nicht adäquat gesetzt wurden. Schließlich bleiben einzelne Qualitätsaspekte u.U. sogar ganz unberücksichtigt, wenn es nicht gelingt, sie messbar zu machen.

Die bisherigen Ausführungen zur expliziten Einbindung von Qualität im Rahmen der Preisformel stellen den Fall 2 in Abbildung 4 dar. Bei diesem Anreizschema wirkt sich der Grad der Versorgungsqualität direkt über eine proportionale Belohnung bzw. Bestrafung auf den Erlös aus und hängt in der Höhe unmittelbar von der Abweichung zum vorgegebenen Referenzwert ab, wobei sich der Anreizfaktor α in Formel (2-1) für die Steigung der Geraden verantwortlich zeichnet.[40] Um zu verhindern, dass ein Netzbetreiber durch finanzielle Belastungen in wirtschaftliche Schwierigkeiten gerät, kann eine Deckelung vorgesehen werden (Fall 3 in Abbildung 4). Dies schränkt jedoch die Anreizwirkung entsprechend ein. Bei einer Verschlechterung der Qualitätssituation muss der Netzbetreiber eine Strafe nur bis zu einer bestimmten maximalen Höhe entrichten. Eine darüber hinausgehende Qualitätssenkung ist mit keinen weiteren finanziellen Folgen verbunden. Selbiges gilt in umgekehrter Richtung für die Setzung des positiven Anreizes. Der Monopolist wird die Qualität nicht über das nach oben gedeckelte Niveau hinaus erhöhen.

In dem letzten in Abbildung 4 dargestellten Fall wird für die Versorgungsqualität anstelle eines bestimmten Niveaus eine gewisse Bandbreite definiert, innerhalb derer es keine finanziellen Auswirkungen gibt, wodurch dem Netzbetreiber ein gewisser Spielraum eingeräumt wird. Ein solcher Ansatz hat den Vorteil, dass stochastisch auftretende exogene Einflüsse (z.B. extreme Wetterlagen), welche die angebotene Qualität beeinflussen, abgefedert werden können, was zu einer Glättung der Tarifentwicklung beiträgt. Allerdings kann dies auch dazu führen, dass tatsächlich betriebsbedingte Qualitätsverschlechterungen über einen gewissen Zeitraum verschleiert und daher erst verspätet erkannt werden. Eine Alternative zu Bandbreiten ist die Verwendung von mehrjährigen Durchschnittswerten, welche den gleichen glättenden Effekt besitzen, ohne eine Verschlechterung zu überdecken.[41] Aufgrund der rollierenden Basisperiode treten negative Tendenzen schneller zu Tage.

2.3.4 „Versicherung“

Ein weiterer monetärer Anreizmechanismus zur Qualitätsgewährleistung ist ein direkter Kompensationsmechanismus, der zwischen Nachfrager und Netzbetreiber installiert

40 Diese Aussage behält auch für die Fälle 3 und 4 der Abbildung 3 ihre Gültigkeit.
41 Vgl. Ajodhia/Hakvoort (2005, S. 215).

wird.[42] Der Ansatz ähnelt einer Versicherung. Die einzelnen Kunden können den gewünschten Grad an Qualität wählen und werden entsprechend dieser Wahl im Fall einer Störung monetär durch das Versorgungsunternehmen kompensiert, wobei die Prämie im Preis, den der Kunde für die Netznutzung zu entrichten hat, enthalten ist. Kunden mit höheren Ansprüchen an die Qualität bezahlen somit auch ein höheres Entgelt.

Eine solche „Versicherungslösung" hat den Vorteil, dass bei einer optimalen Gestaltung der Preis-Qualitäts-Menüs jeder Kunde – zumindest in der Theorie – seine wahre Zahlungsbereitschaft offenbart. Würde ein Nachfrager eine niedrigere Wertschätzung angeben als er realiter hat, bezahlt er zwar niedrigere Preise, erhält aber im Störungsfall auch nur eine geringere Kompensationsleistung, die seinen Verlust nicht ausgleicht. Würde er hingegen eine zu hohe Zahlungsbereitschaft angeben, erhält er zwar einen über seinem Verlust liegenden Ausgleich, muss im Gegenzug aber ein überhöhtes Nutzungsentgelt bezahlen. Die Zahlungsbereitschaft müsste bei diesem Ansatz folglich nicht extra ermittelt werden und findet zudem unmittelbaren Einzug in das Entscheidungskalkül des Netzbetreibers. Aufgrund der differenzierten Angaben über tatsächlich vorhandene Zahlungsbereitschaften auf Seiten der Konsumenten kann das Versorgungsunternehmen darüber hinaus die Qualitätsanstrengungen an die unterschiedlichen Sicherungsansprüche anpassen, indem z.B. in Gebieten mit einer hohen Zahlungsbereitschaft Vorkehrungen für höhere Ansprüche getätigt werden. Der Versicherungsansatz löst jedoch nicht das grundsätzliche monopolistische Anreizproblem. Im Gegenteil, eine solche Maßnahme würde die Möglichkeiten des Netzbetreibers zu einem differenzierten Qualitätsangebot sogar noch verbessern mit der Folge, dass – bei Verzicht auf weitere flankierende Maßnahmen - es zu einer Überausstattung mit Qualität im Hochpreissegment und einer entsprechenden Unterausstattung in Gebieten mit geringen Zahlungsbereitschaften kommt. Bei einer Verschiebung der Anstrengungen hin zum Hochpreissegment übersteigt der zusätzliche Gewinn, den der Monopolist in diesem Bereich erzielen kann, den Verlust im Niedrigpreissegment.[43]

Ferner ist kritisch zu hinterfragen, inwiefern es tatsächlich zu wahrheitsgemäßen Angaben bei der Zahlungsbereitschaft kommt. Die oben erwähnten Netzexternalitäten gelten auch für Nachfrager, so dass die Gefahr eines Trittbrettfahrer-Verhaltens besteht. Wenn ein Netzbetreiber z.B. sein Netz vermascht aufbaut, profitieren alle angeschlossenen Verbraucher unabhängig davon, wie viel sie für ihre Versorgungsqualität bezahlen.

2.4 Zwischenfazit

Zusammenfassend kann aus theoretischer Sicht festgehalten werden, dass ein Regulierungsbedarf hinsichtlich der Erfassung von Qualität im Rahmen einer Anreizregulierung besteht, wobei der Übergang von einem bisher kostenorientierten in ein anreizori-

42 Vgl. Haber/Rodgarkia-Dara (2005, S. 15f.).
43 Vgl. Sappington (2005, S. 126f.) sowie die Ausführungen in Fußnote 13.

entiertes System unter der Prämisse einer aktuell u.U. bestehenden Überversorgung mit Qualität nicht zu kritisch betrachtet werden muss. Die Netzbetreiber werden zwar ihre Anstrengungen mindern, dies erfolgt jedoch in Deutschland von einem überhöhten Startniveau aus. Das Problem besteht eher in einem dauerhaft verminderten Anreiz für Qualitätsinvestitionen unter einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung.

Bei der Wahl eines adäquaten Regulierungsansatzes besteht das Hauptproblem für den Regulierer in den begrenzten Informationen hinsichtlich des anzustrebenden Qualitätsniveaus. Die Informationslage auf der Kostenseite dürfte dabei noch besser sein als jene auf der Nutzenseite. Der Kenntnisstand wird sich voraussichtlich im Laufe des Regulierungsprozesses über Datenerhebungen verbessern, wobei insbesondere der mangelnde Informationsstand auf der Verbraucherseite durch entsprechende Zahlungsbereitschaftsstudien (z.B. im Zuge einer Conjoint-Analyse) verbessert werden sollte. Allerdings können diese Erkenntnisse nur als grobe Anhaltspunkte genutzt werden. Neben der kritischen Würdigung der Güte der dann vorhandenen Informationen (insbesondere bezüglich eventueller Zahlungsbereitschaften) ist zu bedenken, dass der Zielwert des pareto-effizienten Qualitätsniveaus dynamisch ist, d.h. er verändert sich im Zeitablauf (technischer Fortschritt, Einkommensänderungen etc.). Zeitliche Verzögerungen, bis Maßnahmen der Netzbetreiber zur Qualitätsverbesserung tatsächlich wirksam und somit für die Regulierungsbehörde validierbar werden, erschweren den Umgang mit Qualität im Rahmen einer Anreizregulierung zusätzlich. Vor diesem Hintergrund sollte bei der Wahl des konkreten Regulierungsansatzes darauf geachtet werden, dass er diese Dynamik ebenfalls abbilden kann, was bedeutet, dass er eine gewisse Flexibilität beinhalten sollte. Dies trifft insbesondere auf die Ansätze mit symmetrischen Anreizen zu, die sich zudem in den sonstigen Regulierungsrahmen gut einpassen lassen. Im Endeffekt geht es um einen Suchprozess: Was ist ein aus wohlfahrtsökonomischer Sicht adäquates Qualitätsniveau? Wettbewerbsmärkte zeichnen sich u.a. dadurch aus, dass sie diesen Suchprozess möglichst effizient organisieren. Ansätze mit symmetrischen Anreizen kommen dieser Konstellation am nächsten.

Zu Beginn einer Anreizregulierung ist aufgrund der sehr eingeschränkten Informationslage ein Rückgriff auf Standards anfangs durchaus bedenkenswert, um der latenten Gefahr einer Verschlechterung der angebotenen Qualität von Beginn an entgegen zu wirken.

3 Qualitätsmessung und internationale Erfahrung im Stromsektor

Im Stromsektor stellt das Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit als Merkmal für eine unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung mit Abstand den wichtigsten Qualitätsaspekt dar, da es den gesamten operativen Kern des Netzbetriebes umfasst.[44] Für die Formulierung eines zukünftigen Qualitätsregulierungsregimes wird im Vorfeld daher insbesondere die Spezifizierung und Messung dieses Merkmals Priorität haben. Die weiteren bereits in Kapitel 2.1.1 besprochenen Aspekte Spannungsqualität, operative Versorgungssicherheit und Servicequalität stehen dagegen im Rahmen der aktuellen Diskussion in Deutschland erst an zweiter Stelle.

Die folgenden Unterkapitel stellen daher nach einleitenden Bemerkungen zu den derzeit gültigen rechtlichen Bestimmungen zunächst die Spezifizierung der Versorgungszuverlässigkeit im Stromsektor dar und gehen auf die Problematik der aktuell vorhandenen Datenbasis in Deutschland ein. Es folgen Erläuterungen der Anforderungen an die Dimensionen Spannungsqualität, operative Versorgungssicherheit und Servicequalität. Ein internationaler Vergleich der Qualitätsregulierung in ausgewählten Beispielländern soll die Messung und Regulierung der Versorgungsqualität sowie die Erfahrungen mit den dort praktizierten Regimes für den Stromsektor beleuchten. Der Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Betrachtung und zieht ein Fazit im Hinblick auf ein mögliches Vorgehen in Deutschland.

3.1 Versorgungszuverlässigkeit

3.1.1 Bestimmungen zur Versorgungszuverlässigkeit

Nach § 17 (3) EnWG ist die Bundesregierung ermächtigt, im Wege einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates Vorschriften über die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für einen Netzanschluss und dessen Nutzung zu erlassen. Für den Strombereich regelt die AVBEltV das Verfahren sowie die Haftung bei Versorgungsstörungen und –unterbrechnungen sehr detailliert (§ 6 AVBEltV). Die genannte Verordnung wird momentan überarbeitet. Bis zum Erlass einer neuen Verordnung gilt jedoch weiterhin die AVBEltV vom 21. Juni 1979 in der Fassung vom 9. Dezember 2004. Daher sollen kurz die wichtigsten Bestimmungen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit wiedergegeben werden.

Der Betreiber von Stromnetzen haftet nach § 6 (1) AVBEltV für Schäden bei Unterbrechungen und Unregelmäßigkeiten bei grober Fahrlässigkeit oder vorsätzlichem Handeln in den folgenden drei Fällen:

---

44 Vgl. Ajodhia/Hakvoort (2005; S. 213).

- Tötung oder Verletzung des Körpers oder Gesundheit des Kunden,
- Beschädigung einer Sache,
- Verursachung eines Vermögensschadens.

Dabei ist die Haftungssumme in Abhängigkeit von der Verbraucherzahl nach oben beschränkt (§ 6 (2) AVB EltV):

- 2,5 Mio. Euro bei einer Versorgung bis zu 100.000 Abnehmern,
- 5 Mio. Euro bei einer Versorgung bis zu 200.000 Abnehmern,
- 7,5 Mio. Euro bei einer Versorgung bis zu einer Million Abnehmern,
- 10 Mio. Euro bei einer Versorgung von mehr als einer Million Abnehmern.

Neben der Problematik der Haftungsbeschränkung[45] sei noch darauf hingewiesen, dass die Verordnung nicht alle Netznutzer umfasst, da sich der Geltungsbereich nur auf Tarifkunden erstreckt (§ 1 (2) AVBEltV).

3.1.2 Messung der Versorgungszuverlässigkeit von Stromnetzen

Um eine begleitende Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit als Outputgröße zu implementieren, ist es zunächst notwendig, die Messung dieser Qualitätsdimension anhand geeigneter Maßzahlen durchzuführen. Im Folgenden werden deshalb international verbreitete Indikatoren vorgestellt, die zur Messung der Versorgungszuverlässigkeit in Stromnetzen Verwendung finden. Die theoretische Anforderung an derartige Maßzahlen besteht darin, dass sie zumindest die Dimensionen Häufigkeit und Länge von Stromausfällen umfassen sollten, was anhand der Anzahl sowie der Dauer von Versorgungsunterbrechungen, die von Kunden wahrgenommen werden, umgesetzt wird.

Die im Weiteren angeführten Zuverlässigkeitskennzahlen bilden die Unterbrechungshäufigkeit, die Nichtverfügbarkeit, sowie die Unterbrechungsdauer formal ab.[46] Sie werden als Basis für Ländervergleiche in Bezug auf die Zuverlässigkeit von Stromnetzen eingesetzt. Bei deren Berechnung ist zu beachten, dass lediglich kurzfristige Versorgungsunterbrechungen keine Berücksichtigung finden.[47] In der Regel werden zudem Unterbrechungen, für die der jeweilige Netzbetreiber nicht verantwortlich zeichnet, ebenfalls ausgeschlossen. Dazu gehören technische Probleme, die bereits bei der

45 Näheres zur Anreizwirkung abschnittsweise definierter Haftungsobergrenzen siehe Abschnitt 4.1.
46 Vgl. für die folgenden internationalen Kennzahlen IEEE (2004).
47 Diese sind meist technisch erheblich schwieriger zu ermitteln und können mit Hilfe des Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI) gemessen werden, der die durchschnittliche Anzahl der kurzen Versorgungsunterbrechungen pro Jahr angibt.

Stromerzeugung entstanden, oder Schwierigkeiten aufgrund ungewöhnlicher und damit unvorhersehbarer Witterungsverhältnisse.

3.1.2.1 Maßzahl für die Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI)

Die Unterbrechungshäufigkeit lässt sich wiederum auf der Basis unterschiedlicher Verhältnisgrößen darstellen, die alle mit dem Kürzel SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) bezeichnet werden. Als gebräuchlichste Größe findet dabei die Anzahl der betroffenen Kunden je Unterbrechung Verwendung.[48] Sie stellt eine Durchschnittsgröße dar und wird berechnet, indem man die Anzahl der Unterbrechungen durch die Zahl der versorgten Kunden dividiert: [49]

(3-1) $$\mathbf{SAIFI} = \frac{\sum_j n_j}{N_s}$$

n_j : Anzahl der unterbrochenen Kunden je Vorfall,

N_s : Summe der versorgten Kunden

Auf dieser Vergleichsbasis werden häufig so genannte Kundenunterbrechungen berechnet (CI – Customer Interruptions). Als weitere Verhältnisgröße wird auch die Leistung verwendet. Die Unterbrechungshäufigkeit je versorgter (angeschlossener) Leistung wird durch die Leistung der unterbrochenen Kunden pro Jahr bezogen auf die gesamte installierte Leistung ausgedrückt. Der durch diese Messgröße ermittelte Wert bezeichnet ein dimensionsloses Verhältnis, das ausdrückt, wie oft die installierte Leistung pro Jahr ausgefallen ist:

(3-2) $$\mathbf{SAIFI} = \frac{\sum_j l_j}{L_s}$$

l_j : unterbrochene Leistung je Vorfall in kVA,

L_s: Summe der installierten Leistung in kVA

Der SAIFI bezogen auf ein Jahr besagt damit lediglich, wie häufig die Leistung pro Jahr ausgefallen ist. Wiederholte Ausfälle geringer Leistungen und ein einmaliger Ausfall einer hohen Leistung können durch diese Kennzahl allerdings nicht unterschieden werden. Ob es sich um einen schwerwiegenden oder länger dauernden Ausfall handeln könnte, ist damit nicht spezifizierbar.

---

48 Bei der Berechnung von Kundenunterbrechungen wird auf diese Größe zurückgegriffen.

49 Würde man dagegen die Anzahl der Unterbrechungen im gesamten Jahr aufsummieren, so würde sich daraus eine Häufigkeitsgröße ergeben, nämlich die Anzahl der Unterbrechungen pro Zeiteinheit.

Als letzte Verhältnisgröße kann die Anzahl der Netzstationen verwendet werden:

(3-3) $$\mathbf{SAIFI} = \frac{\sum_j s_j}{S_s}$$

s_j : Summe unterbrochener Netzstationen je Vorfall,

S_s : Summe der vorhandenen Netzstationen

3.1.2.2 Maßzahl für die Nichtverfügbarkeit (SAIDI)

Die mittlere Nichtverfügbarkeit gibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen in Minuten pro Jahr an und wird als SAIDI (System Average Interruption Duration Index) bezeichnet.[50] Dabei handelt es sich um eine Maßzahl, welche sich für die Gesamtbewertung auf der höchsten Netzebene eignet.[51] Orientiert man sich dabei an den Kunden als Verhältnisgröße, so wird die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit berechnet, indem man die kumulierte Dauer der Nichtverfügbarkeit bei allen betroffenen Kunden durch die Anzahl der versorgten Kunden dividiert:

(3-4) $$\mathbf{SAIDI} = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_s}$$

t_j : Unterbrechungsdauer je Vorfall in Min.

Auf dieser Vergleichsbasis werden häufig auch so genannte Kundenunterbrechungsminuten berechnet (CML – Customer Minutes Lost). Als weitere Verhältnisgröße kann hier wiederum die Leistung herangezogen werden. Die mittlere Nichtverfügbarkeit der Leistung je versorgter (angeschlossener) Leistung wird anhand der Leistung der unterbrochenen Kunden mal der Unterbrechungsdauer, bezogen auf die gesamte installierte Leistung, gemessen:

(3-5) $$\mathbf{SAIDI} = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_s}$$

50 SAIDI kann ebenfalls in der Dimension als Nichtverfügbarkeit in Prozent bezogen auf ein Jahr angegeben werden.

51 Vgl. Ajodhia / Hakvoort (2005, S. 214).

3.1.2.3 Maßzahl für die Unterbrechungsdauer pro Kunde (CAIDI)

Die mittlere Dauer der Versorgungsunterbrechung bezeichnet auf Kundenbasis die durchschnittliche Zeitspanne, die je betroffenem Kunden und Vorfall benötigt wird, um die Versorgung wieder herzustellen. Sie wird als CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) bezeichnet und kann auch anhand des Quotienten aus SAIDI und SAIFI (jeweils auf Kundenbasis) berechnet werden. Die ermittelten Werte besitzen die Dimension Minute pro Jahr.

(3-6) $$\mathbf{CAIDI} = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{\sum_j n_s}$$

Diese Maßzahl kann auch für die mittlere Dauer der Versorgungsunterbrechung der Leistung berechnet werden, was näherungsweise zu den gleichen Ergebnissen wie in Gleichung 3-6 führt. Dazu wird das Verhältnis der Leistung der unterbrochenen Kunden mal der Ausfalldauer bezogen auf die vorgenannte Leistung berechnet:

(3-7) $$\mathbf{CAIDI} = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{\sum_j l_s}$$

Während die Ausfallhäufigkeit (SAIFI) und die Ausfalldauer (CAIDI) durchschnittliche Maße darstellen, ist SAIDI, also das Produkt aus SAIFI und CAIDI eher als eine Wahrscheinlichkeitskenngröße für die Nichtverfügbarkeit anzusehen und kommt damit dem Charakter der Versorgungszuverlässigkeit als probabilistischem Konzept am nächsten.[52] Es besagt, mit welcher Wahrscheinlichkeit es zu einer Versorgungsunterbrechung in einem System kommen kann. Bei internationalen Vergleichen werden daher für gewöhnlich vor allem die Ausfallwahrscheinlichkeit bzw. die wahrscheinliche Nichtverfügbarkeit (SAIDI) in Minuten pro Jahr verwendet.

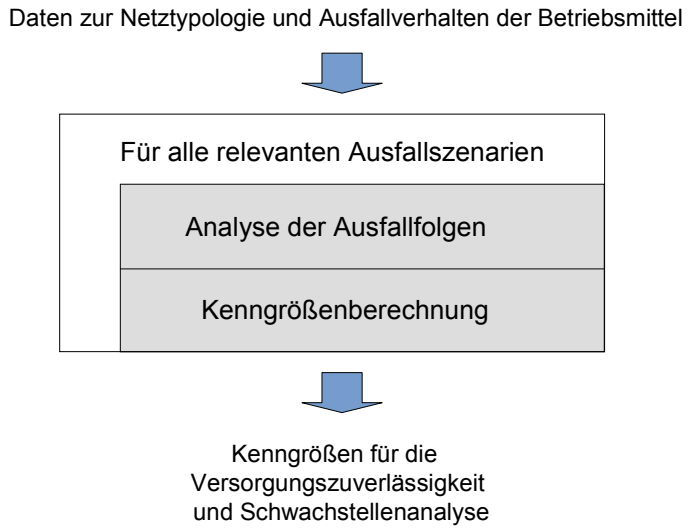
Die Versorgungszuverlässigkeit ist auch für die Planung von Übertragungs- und Verteilnetzen seit jeher ein wichtiger Parameter. Dabei wurde dieser Umstand in der Vergangenheit dergestalt berücksichtigt, dass die Wahl auf Netztopologien fiel, die gegenüber den häufigsten Betriebsmittelausfällen wenig empfindlich waren. Bereits zu diesem Zweck wurden Zuverlässigkeitsberechnungen angestellt, die aus zwei wesentlichen Teilschritten bestehen (Abbildung 5).

Zunächst werden die Ausfallkombinationen erzeugt. Sie beschreibt die Komponenten, die stochastisch oder determiniert (z.B. wartungsbedingt) überlappend nicht in Betrieb sind. Der zweite Schritt besteht in der Untersuchung der Auswirkung derartiger Ausfall-

52 Vgl. Glavitsch (2004).

kombinationen im Netz (sog. Fehlereffekt-Analyse). Eine Möglichkeit zur Erzeugung der Ausfallkombinationen ist die Simulation, bei der die jeweils betroffenen Elemente zufällig anhand ihrer Kenndaten bestimmt werden. Die Fehlereffekt-Analyse erfolgt dann für jede einzelne Ausfallkombination.

Abbildung 5: Prinzipielles Vorgehen bei einer Zuverlässigkeitsberechnung



Quelle: RWTH Aachen (2006).

Aus den Beiträgen der einzelnen Ausfallkombinationen kann dann für jeden Lastknoten die Zeitdauer und Häufigkeit, in der eine Nicht- oder Unterversorgung auftritt, ermittelt werden, was ein aussagekräftiges Bild über das gesamte Ausfallgeschehen des untersuchten Netzes ergibt. Dabei können die Daten für die einzelnen Netzelemente aus den erhobenen Fehlerstatistiken entnommen werden.

Trotz der in den letzten Jahren zunehmenden Vereinheitlichung der verwendeten Maßzahlen, ist die Aussagekraft der angeführten Indikatoren für internationale Vergleiche nur beschränkt gegeben. So wird z.B. in manchen Ländern außerhalb der EU für die Feststellung einer Versorgungsunterbrechung bereits die Dauer von unter einer Minute festgelegt, während in Europa nach dem Standard EN 50160 kurzfristige Unterbrechungen bis zu drei Minuten lang sind.[53] Die Beziehung gewisser Qualitätsindikatoren auf einen einzelnen Kunden wird zudem durch die bereits weiter oben erörterten Netzinterdependenzen erschwert. Gerade der Bereich der Mittelspannung wird dabei als zentral für die Stabilität des Gesamtnetzes angesehen, da sich Störungen in dieser

53 Vgl. CEER (2001).

Netzebene oft in die anderen Ebenen fortpflanzen.[54] Die Identifizierung der eigentlichen Ursache für das Auftreten einer Störung ist daher für die adäquate Bestimmung der beschriebenen Indikatoren von essentieller Bedeutung.

3.1.3 Datenlage zur Messung der Versorgungszuverlässigkeit für das deutsche Stromnetz

Für die Ermittlung geeigneter Qualitätsindikatoren im Rahmen der bevorstehenden Anreizregulierung ist der Aufbau eines umfassenden Datenpools notwendig. Dieser sollte laufend angepasst und aktualisiert werden, um den sich ändernden Bedürfnissen der Netznutzer sowie der Bundesnetzagentur zu genügen.

Zu diesem Zweck wurden zunächst in § 52 EnWG 2005 Meldepflichten der Netzbetreiber bei Versorgungsstörungen formuliert. Diese müssen der Bundesnetzagentur jährlich über alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorlegen. Dabei müssen folgende Angaben für jede Versorgungsunterbrechung enthalten sein:[55]

- Zeitpunkt und die Dauer der Versorgungsunterbrechung
- Ausmaß der Versorgungsunterbrechung
- Ursache
- ergriffene Maßnahmen zur Vermeidung künftiger Versorgungsstörungen
- durchschnittliche jährliche Versorgungsunterbrechung (in Minuten) je angeschlossenem Letztverbraucher

Auf dieser Basis können nur die durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungen je Kunde für die Zukunft festgestellt und dokumentiert werden. Für weitergehende Analysen werden jedoch Daten für die Versorgungszuverlässigkeit über einen längeren Zeitraum benötigt.

Als gute Datenbasis für die Ermittlung der zuvor bereits genannten Größen werden in Deutschland im Rahmen der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik[56] des Verbands der Netzbetreiber (VDN) die Unterbrechungshäufigkeit (interruption frequency), Nichtverfügbarkeit (supply unavailability) und Unterbrechungsdauer (interruption duration) auf anonymisierter und aggregierter Basis berechnet. Das verbandseigene Erfassungsschema zeichnet Störungen und Versorgungsunterbrechungen aus Kundensicht auf,

54 Vgl. z.B. Steinbauer (2001; S. 43f).
55 Zu den Detailvorgaben für die erste Datenanforderung siehe Bundesnetzagentur (2006).
56 Vgl. VDN (2004).

unabhängig davon, in welcher Spannungsebene ein derartiger Vorfall eintritt. Die VDN-Störungsstatistik stellt somit eine Zusammenfassung und Auswertung des Störungsgeschehens der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland mit einheitlicher Kennzeichnungssystematik zur Verfügung. Eine entsprechende Erweiterung für die Erfassung von Informationen zum Störungsverlauf in Mittelspannungsnetzen steht kurz vor der Einführung.

Bei der bisherigen Datenerfassung gilt es, u. a. folgende Besonderheiten zu beachten: So wird der Umfang der unterbrochenen Leistung über die Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse erfasst. Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Netzebenen auf, so wird der Maximalwert der unterbrochenen Bemessungsscheinleistung angegeben.

Die Verfügbarkeitskenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit der Verteilnetze werden in Anlehnung an die DISQUAL[57]-Empfehlungen ermittelt. Dabei kommen für Stromnetze der Mittelspannungsebene sowie solche der Niederspannungsebene unterschiedliche Erfassungsverfahren zur Anwendung. Das Verfahren für die Niederspannung ermöglicht die Erstellung einer umfassenden Störungsstatistik, mit der Störungsschwerpunkte und charakteristische Störungsverläufe erkannt sowie positive oder negative Entwicklungen aus getroffenen oder künftig beabsichtigten Maßnahmen abgeschätzt werden können. Damit ist es möglich, zusätzlich aus dieser Datenbasis Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen zu gewinnen.

3.1.4 Zukünftige Anforderungen an die Messung der Versorgungszuverlässigkeit

Das Erfassungsschema für die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik wurde 2004 aktualisiert und erweitert. Ab dem laufenden Jahr soll ein nochmals modifiziertes Schema eingeführt werden, um eine zuverlässige Abdeckung aller Anforderungen der Bundesnetzagentur an die Erfassung der Versorgungszuverlässigkeit zu erreichen.

Bei den bisher ermittelten Maßzahlen handelt es sich um Systemkenngrößen, die für einzelne Versorgungsgebiete ermittelt werden. Vor allem Industriekunden interessieren sich in erster Linie allerdings nicht für Zuverlässigkeitskennzahlen eines Gesamtnetzes, sondern für ihre individuelle Versorgungssituation. Um diese zusätzlichen Informationen bereitstellen zu können, ist gerade für die Mittelspannung eine einzelstationsbezogene Störungsstatistik notwendig. Daher sollte in Zukunft die Erfassung von Unterbrechungen auf der Mittelspannungsebene detaillierter erfolgen, da gerade diese Netzebene für

57 Dabei handelt es sich um die Empfehlungen der Expertengruppe DISQUAL der Organisation UNIPEDE (International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy). Vgl. UNIPEDE (1997).

die Zuverlässigkeit des Stromnetzes eine wichtige Rolle spielt.[58] Eine solche Auswertung bezieht sich dabei auf die Trafostation, aus der die Anlage versorgt wird. Derartige Informationen können nicht nur im Hinblick auf eine durch die Regulierung geplante Vorgabe von Zuverlässigkeitsstandards für verschiedene Arten von Kundengruppen sein, sondern zudem auch für die Netzplanung des Unternehmens selbst von großer Relevanz sein.

Insbesondere scheint es daher sinnvoll, eine exaktere Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit für einzelne Mittelspannungskunden darzustellen, zusammen mit der zeitlichen Beschreibung des Störungsverlaufs.

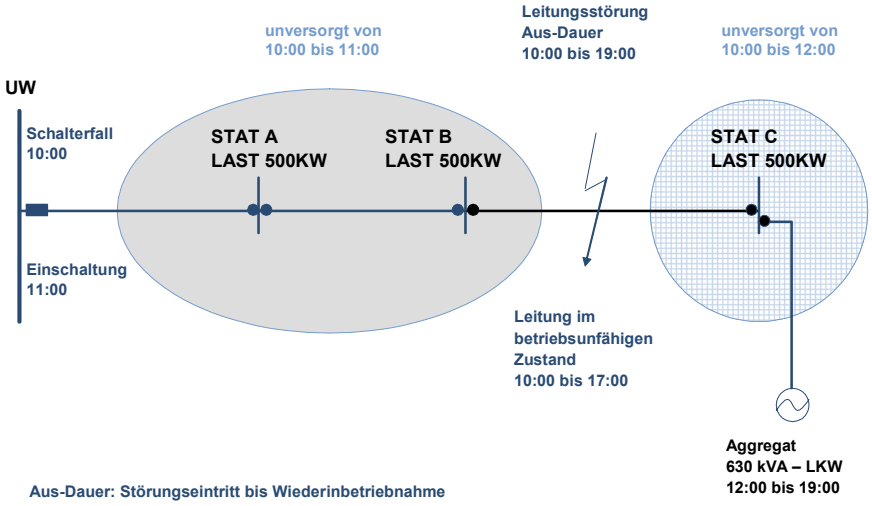
Die Erfassung des Störungsverlaufs in Mittelspannungsnetzen inklusive des Zeitpunktes, zu dem die Störung beendet ist, dient als wesentliche Messzahl für Zuverlässigkeitsberechnungen der Betriebsmittel. Kernpunkt ist dabei die Erfassung aller Ausfälle im Mittelspannungsnetz, bezogen auf jede einzelne Trafostation unter Einbeziehung der ausgefallenen Betriebsmittel. Dazu sind zusätzlich folgende Erweiterungen der bisherigen Erfassung notwendig:

- Die automatisierte Zuordnung eines individuellen Netzelementes, (z. B. Freileitung von Station A nach Station B), um eine regionale und betriebsmittelscharfe Zuordnung bei Störungshäufungen zu ermöglichen.

- Die stationsspezifische Erfassung von Versorgungsunterbrechungen, wobei ebenso die unterbrochene Leistung gespeichert wird (Stationsmaximum oder Trafobemessungsleistung), so dass zusammen mit der Unterbrechungsdauer auch die nicht zeitgerecht gelieferte Energie abgeschätzt werden kann.

58 Vgl. z.B. Steinbauer (2001; S. 43f).

Abbildung 6: Beispielstörung an einem Modellnetz



Quelle: Friesenecker et al. (2003), S. 4.

Abbildung 6 zeigt den Umfang der erweiterten Informationserfassung im Rahmen eines Modellnetzes. Mit den oben erwähnten Erweiterungen können alle angegebenen Informationen erfasst werden.

Ebenfalls kann es als sinnvoll erachtet werden, eine genauere Erfassung der lokal betroffenen Versorgungsgebiete vorzunehmen. Bisher wird zwar die Anzahl der von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Stationen bzw. Kunden dokumentiert, aber diesbezüglich keine exakte Lokalisierung vorgenommen. Würde bei jeder Versorgungsunterbrechung der betroffene Netzbereich angegeben, wäre für jeden Netzabschnitt und demzufolge nahezu für jeden einzelnen Kunden die Zuverlässigkeit der Versorgung ermittelbar.

3.2 Spannungsqualität

Die Spannungsqualität gilt für Verteilnetze mit Abstand als wichtigster Bestandteil der technischen Qualität. Sie beschreibt den zeitlichen Verlauf der Spannungen im Drehstromsystem. Als Unterkategorien sind z. B. die Höhe der Versorgungsspannung, die Geschwindigkeit der Spannungsänderungen, etwaige Spannungseinbrüche und Span-

nungsasymmetrien sowie Oberschwingungsspannung etc. zu nennen.[59] Die unmittelbare Messung und Bewertung dieser technischen Qualitätsdimension für alle Verteilnetze ist mit einem großen Aufwand verbunden. Neben der unmittelbaren Erfassung dieser Größe kann in einem ersten Schritt die Anzahl der Kundenbeschwerden bezüglich technischer Qualitätseigenschaften festgehalten sowie kategorisiert werden.[60] Dadurch erhält man zumindest eine erste grobe Abschätzung dieses Merkmals aus Kundensicht.

3.3 Operative Versorgungssicherheit

Für die operative bzw. kurzfristige Versorgungssicherheit gelten bereits spezifische technische Normen und Regeln, die als Sicherheitskriterien für die Planung und den Betrieb von Stromnetzen eingesetzt werden. Darunter ist z. B. das (n-1)-Kriterium für den sicheren Netzbetrieb zu verstehen, wenngleich dieses formal auf der Niederspannungsebene nicht zur Anwendung kommt. Dieses Kriterium besagt, dass der Ausfall eines beliebigen Elementes nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen führen darf. Unter Sicherheit ist in diesem allgemeinen Zusammenhang der Schutz vor Gefahren und Beschädigungen gemeint, der sich in der Personensicherheit sowie der Sicherheit technischer Anlagen zeigt.[61]

Allgemeine Vorgaben bezüglich dieser Qualitätsdimension sind in § 49 EnWG festgelegt, der in Absatz 1 besagt, dass Energieanlagen so betrieben werden müssen, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Im Bereich des Stromsektors wird diesbezüglich in Absatz 2 auf die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik, im Speziellen auf die technischen Vorgaben des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V., verwiesen.

3.4 Servicequalität

Die Dimension der Servicequalität beschreibt alle beeinflussbaren Eigenschaften in der Geschäftsbeziehung und Kommunikation zwischen den Kunden und dem Netzbetreiber. Es handelt sich dabei um eine teilweise subjektiv geprägte und daher besonders schwer bestimmbare Größe. In Deutschland existieren aktuell keine unmittelbaren gesetzlichen Vorgaben bezüglich der Servicequalität von Stromnetzbetreibern. Lediglich in der noch gültigen Fassung der AVBEltV[62] findet sich in § 5 (3) eine dahingehende Vorschrift, die besagt, dass ein Netzbetreiber die Kunden bei einer beabsichtigten Versor-

59 Vgl. z.B. Schwan (2005; S. 11).
60 Vgl. Meyrick & Associates (2002, S. 5).
61 Vgl. z.B. Schwan (2005, S. 9).
62 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden.

gungsunterbrechung rechtzeitig in geeigneter Weise informieren muss. Allerdings gilt dies bei kurzen Unterbrechungen nur gegenüber denjenigen Kunden, die zur Vermeidung von Schäden auf eine ununterbrochene Stromzufuhr angewiesen sind und dies dem Netzunternehmen unter Angabe von Gründen schriftlich mitgeteilt haben. Diese Regelung kann als sehr dehnbare Informationspflicht bei Versorgungsunterbrechungen gewertet werden, zumal die Pflicht zur Benachrichtigung entfällt, wenn die Unterrichtung den Umständen gemäß nicht rechtzeitig möglich ist und das Unternehmen dies nicht zu vertreten hat oder die Beseitigung von bereits eingetretenen Unterbrechungen verzögern würde.

Neben der oben bereits für Deutschland beschriebenen Benachrichtigungspflicht sind weitere Dimensionen der Servicequalität denkbar, so z. B. für die Bereitstellung von Anschlüssen, das Beschwerdemanagement sowie die Leistungsmerkmale eines Call-Centers für Kundenanfragen.[63] Diese Bereiche lassen sich dann mittels unterschiedlicher Indikatoren, die objektiver oder eher subjektiver Natur sind, messen. Beispiele für deren Ausgestaltung sind:

- prozentualer Anteil der nach einer vorgegebenen Zeitdauer noch nicht bereitgestellten Neuanschlüsse,
- prozentualer Anteil von nicht angenommenen Kundenanrufen nach 30 Sekunden,
- Freundlichkeit der Kundenbetreuung (nach Noten),
- Anzahl der Kundenbeschwerden bezüglich Problemen mit administrativen Vorgängen,
- Anzahl der Kundenbeschwerden bezüglich Versorgungsunterbrechungen.

Die beispielhaft genannten Indikatoren werden z.B. im Rahmen von repräsentativen und regelmäßig durchgeführten Kundenbefragungen ermittelt. Aus den im Einzelnen abgefragten Unterelementen kann anhand einer gewichteten Aggregierung der Ergebnisse eine Gesamtnote für den jeweiligen Netzbetreiber ermittelt werden. Hierauf wird insbesondere im Rahmen der nun folgenden internationalen Erfahrungen näher eingegangen.

63 Vgl. dazu sowie zu den im Folgenden genannten Indikatoren Meyrick & Associates (2002, S. 5).

3.5 Regulierungskonzepte und Erfahrungen in ausgewählten europäischen Staaten

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Qualitätsregulierung der Strommärkte in einer Reihe von europäischen Staaten. Schwerpunkte der Betrachtung sind dabei die Qualitätsdefinition und -messung, die Setzung von Standards und deren Kontrolle, die Gewährung von Kompensationen an Kunden sowie die Einbindung der Qualitätsvorgaben in die Erlös- bzw. Entgeltregulierung. Dargelegt werden sollen zuerst die in Norwegen und Großbritannien praktizierten Verfahren; beide Staaten zählen zu den Vorreitern der Qualitätsregulierung vor allem im Strombereich. Darüber hinaus werden neuere Konzepte aus den Niederlanden und Schweden vorgestellt, die auf den Modellen der Pionierländer aufbauen, aber auch einige spezifische Besonderheiten aufweisen.

Tabelle 1: Beispielhafter Überblick zu internationalen Regulierungsinstrumenten und Zuverlässigkeitserhebungen (2004)[64]

	Allgemeiner Standard	individuelle Standards	Ursache VU	Dauer VU	Spannungsebenen	Indikator VU
Großbritannien	Ja	Ja	geplant, ungeplant	kurz (≤ 1 Minute) lang (> 1 Minute)	HS, MS, NS	CML, CI
Italien	Indikativ	Nein	geplant, ungeplant	kurz (≤ 3 Minuten) lang (> 3 Minuten)	HS, MS, NS	CML, CI
Niederlande	Indikativ	Ja	geplant, ungeplant	lang (> 3 Minuten)	> 1 kV bis 50 kV	SAIDI, SAIFI, CAIDI
Norwegen	Nein	Nein	geplant, ungeplant	lang (> 3 Minuten)	HS, MS	CML, CI
Schweden	Nein	Nein	geplant, ungeplant	lang (> 3 Minuten)	HS, MS	SAIDI, SAIFI
Spanien	indikativ	Ja	geplant, ungeplant	lang (> 3 Minuten)	HS, MS	TIEPI, NIEPI (CML, CI)

Quelle: CEER (2001), Tersztyanszky (2003) und Ajodhia/Hakvoort (2005).

In der internationalen Regulierungspraxis wird meist eine Kombination mehrerer sich gegenseitig ergänzender Instrumente zur Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit verwandt, wie aus Tabelle 1 ersichtlich ist. In alle angeführten Regulierungsregime werden zumindest in aggregierter Form Daten zur Dauer und Häufigkeit von Versorgungs-

64 VU = Versorgungsunterbrechung, CML = Customer Minutes Lost, CI = Customer Interruptions.

unterbrechungen veröffentlicht, weshalb dieses Merkmal nicht zusätzlich als Unterscheidungskriterium aufgeführt wird. Bei der Verwendung von Standards, die bei einer Unterschreitung finanzielle Nachteile implizieren, werden vorherrschend unternehmensindividuelle Größen herangezogen. Die Nutzung allgemeiner Standards erfolgt hauptsächlich auf indikativer Basis und hat damit bei Nichterfüllung keine finanziellen Konsequenzen.

3.5.1 Norwegen

Auf der Grundlage des Energiegesetzes wurde in Norwegen seit 1991 in Ergänzung der Rentabilitätsregulierung (bis 1996) bzw. der Revenue-Cap-Regulierung (ab 1997) schrittweise eine Qualitätsüberwachung eingeführt. Zuständig hierfür ist die Norwegische Direktion für Gewässer und Energie (Norges Vassdrags- og Energidirektorat, NVE). Zentrale Bestandteile waren anfangs eine jährliche Berichts- bzw. Informationspflicht über Ausfälle, Unterbrechungen und Störungen sowie die Möglichkeit, Unternehmen zu Verbesserungen aufzufordern. Ab 1991 mussten Qualitätsinformationen bereitgestellt werden, die seit 1995 auch Unterbrechungen von über drei Minuten (Zeitpunkt, Dauer, unterbrochener Strom, nicht gelieferte Energie [Energy Not Supplied, ENS], Ausfallgrund) in allen Netzen mit einer Betriebsspannung von mehr als 1 kV umfassten.[65] Außerdem wurde das Datensammlungs- und -übermittlungssystem FASIT (Fault and Supply Interruption Information Tool) eingeführt. 1997 trat die Mitteilung von Ausfällen und Störungen in bestimmten Spannungsbereichen hinzu, im Jahre 2000 die der ENS für einzelne Kundenkategorien.[66]

Die Erlösregulierung für Übertragungs- und Verteilernetze wurde 2001 mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode durch ein zeitlich unbefristetes System einer anreizkompatiblen Qualitätsregulierung ergänzt, in deren Mittelpunkt das Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit steht. Ziel ist die Realisierung eines gesamtwirtschaftlichen Optimums für Ausfallzeiten. Erfasst wurden bis 2004 sämtliche Unterbrechungen, die auf der Mittel- und Hochspannungsebene auftreten und die länger als drei Minuten dauerten.

Zentraler Bezugspunkt der norwegischen Anreizregulierung ist der auf Ausfälle zurückzuführende Energieverlust (ENS), gemessen in kWh. In Bezug auf eine spezifische Versorgungsunterbrechung ergibt sich der Wert für die ENS prinzipiell auf der Basis der erwarteten Lastkurve in der gegebenen Dauer.[67] Um die Berechnungen der ENS kontinuierlich durchzuführen, sind für eine weitere Kalibrierung die Angabe von Zeit und

---

65 Die Ermittlung der Indikatoren erfolgt für fünf Netzebenen: Übertragungsnetz, Verteilernetz, Verteilernetz mit über 90 % Freileitungslängenanteil, Verteilernetz mit über 90 % Kabellängenanteil und gemischtes Verteilernetz.

66 Vgl. Sand/Samdal/Seljeseth (2004, S. 5).

67 Zu den technischen Einzelheiten vgl. Heggset/Kjølle (2001) und Haber/Rodgarkia-Dara (2005, S. 18ff.).

Dauer, die individuelle Lastkurve während des Unterbrechungsintervalls sowie eine aktuelle Lastmessung notwendig. Das Hauptproblem bei dieser Methode ist im Fehlen von Messungen der individuellen Lasten im Verteilernetz zu sehen.[68]

Für die ENS erhält jeder Netzbetreiber ein eigenes Qualitätsziel, das auf der individuellen Unterbrechungshäufigkeit in der Vergangenheit (historische Daten) und der Performance vergleichbarer Betreiber beruht; zur Berücksichtigung struktureller und regionaler Besonderheiten (Klima, Topografie) werden Anpassungen vorgenommen. Die Erwartungswerte der jährlichen Kosten der nicht gelieferten Energie (Compensation for Energy Not Supplied, CENS) werden unternehmensspezifisch geschätzt; sie gelten für die gesamte Regulierungsperiode und errechnen sich aus der multiplikativen Verknüpfung der – ebenfalls für die ganze Periode konstant gehaltenen – Erwartungswerte (und nicht der optimalen Zielwerte) der ENS mit den durchschnittlichen kundenspezifischen Unterbrechungskosten bzw. Anreizraten (Incentive Rates).[69]

Tabelle 2: Durchschnittliche kundenspezifische Unterbrechungskosten in Norwegen (2003)

Kundengruppe	geplante Versorgungsunterbrechungen	ungeplante Versorgungsunterbrechungen
Privathaushalte und Landwirtschaft	0,40 [€/kWh]	0,53 [€/kWh]
Industrie und Gewerbe	4,67 [€/kWh]	6,67 [€/kWh]

Die Erwartungswerte der ENS wurden aus Paneldaten der Jahre 1996 bis 1999 regressionsanalytisch abgeleitet. Signifikante Variablen sind die gelieferte Energie, die Netzausdehnung, die Anzahl der Umspannungseinrichtungen und der Wind; für die geografische Lage gibt es Dummies. Die durchschnittlichen spezifischen Unterbrechungskosten wurden durch mehrere Befragungen von kommerziellen Nutzern nach den direkten Ausfallkosten und von Haushalten nach ihrer Zahlungsbereitschaft für vermiedene Unterbrechungen ermittelt. Einbezogen wurden ferner die durchschnittlichen Unterbrechungsdauern, die Inflationsraten und die jahreszeitlichen Schwankungen bei den Ausfällen.

68 Ab einem Jahresstromverbrauch von 400 MWh werden in Norwegen kontinuierlich Stundenlastkurven gemessen.
69 Vgl. Langset (2001, S. 4f.) und Langset/Trengereid/Samdal/Heggset (2001, S. 2f.).

(3-8) $E[CENS]_i = \sum_{m,n} E[ENS]_{i,m,n} \cdot c_{i,m,n}$

E[CENS]: Erwartungswert der Kosten der nicht gelieferten Energie (in €)
E[ENS]: Erwartungswerte für die nicht gelieferte Energie (in kWh)
c: durchschnittliche spezifische Unterbrechungskosten (in €/kWh)
i: Unternehmen
m: Art der Unterbrechung (geplant, nicht geplant)
n: Kundenkategorie

Die Erwartungswerte der ENS, die durchschnittlichen spezifischen Unterbrechungskosten und somit auch die Erwartungswerte der CENS werden jeweils differenziert nach der Art der Unterbrechungen (geplant, nicht geplant), den Netztypen und mehreren Kundenkategorien berechnet. Ursprünglich wurde eine Unterteilung in 26 Kundenkategorien favorisiert, die aber wegen Datenmangels zuerst auf zwei (Unternehmen, Haushalte) verringert wurde; seit 2003 finden wieder sechs Gruppen Verwendung: Landwirtschaft, allgemeine Industrie, holzverarbeitende und energieintensive Industrie, Handel und Dienstleistung, Öffentlicher Dienst, Privathaushalte. Die Anreizraten der Industrie sowie des Handels- und Dienstleistungssektors gehen dabei mit deutlich höheren Werten in die Kalkulationen ein. Grund hierfür könnte sein, dass die aus Stromunterbrechungen resultierenden Produktionsausfälle und Gewinneinbußen höher und eher monetär messbar sind als die von Haushalten registrierten Nachteile.

Am Ende eines jeden Jahres werden die Erwartungswerte der CENS mit den tatsächlichen CENS verglichen, für deren Ermittlung die vorläufigen realisierten ENS und die durchschnittlichen spezifischen Unterbrechungskosten herangezogen werden; außergewöhnliche Ereignisse werden auf Antrag des Unternehmens gesondert behandelt:

(3-9) $CENS_i = \sum_{m,n} ENS_{i,m,n} \cdot c_{i,m,n}$

CENS = Summe der tatsächlichen Unterbrechungskosten (in €)
ENS = realisierte Werte für die nicht gelieferte Energie (in kWh)

Die Differenz zwischen den erwarteten und den tatsächlichen CENS wird mittels eines symmetrischen Bestrafungs- und Entlohnungsschemas in der Revenue-Cap-Formel berücksichtigt. Eine geringere Anzahl an Unterbrechungen impliziert in Verbindung mit einer niedrigeren ENS (erwartete Kosten höher als tatsächliche Kosten) eine Anhebung der erlaubten Erlösobergrenze um die Kostendifferenz, was eine Erhöhung der Entgelte erlaubt. Die Nichterfüllung der Vorgaben (erwartete Kosten niedriger als tatsächliche Kosten) zieht entsprechend eine Absenkung der zulässigen Erlösobergrenze um die Kostendifferenz nach sich. Ab 2007 sollen sich dann auch die Tarifanpassungen nach dem Unterschied zwischen den erwarteten und realisierten CENS richten.[70]

70 Vgl. Langset (2001, S. 3ff.) und Langset/Trengereid/Samdal/Heggset (2001, S. 1f.).

Weil die Tarife am Jahresbeginn bestimmt werden, die dafür relevante Differenz zwischen den erwarteten und tatsächlichen CENS sowie damit die Änderung der Erlösobergrenze aber erst am Jahresende bekannt sind, kann es zwischen den für ein bestimmtes Betrachtungsjahr zulässigen und tatsächlichen Erlösen zu Abweichungen kommen. Diese sind als unerwarteter Gewinn bzw. Verlust zu betrachten und in der Bilanz als Verbindlichkeit bzw. Forderung gegenüber den Kunden auszuweisen; sie ziehen in der Folgezeit dann niedrigere bzw. höhere Entgelte nach sich. Zwar gibt es im norwegischen System grundsätzlich keine direkten Kompensationszahlungen an die Verbraucher, Großkunden können diese aber mit den Netzbetreibern auf der Basis individueller Abkommen über bestimmte Preis-/Qualitätsbündel (Price Service Offerings) vereinbaren; die Entschädigung bemisst sich dann nach den kundenspezifischen Unterbrechungskosten.

Bei der Anwendung des Verfahrens wurde während der zweiten Regulierungsperiode offensichtlich, dass weitere Reformen und eine Ausweitung der Qualitätsregulierung auf andere Parameter als die längeren Unterbrechungen notwendig waren, da diese nur für etwa die Hälfte der den Kunden aus Unterbrechungen und Spannungsabfällen entstandenen Kosten verantwortlich zeichneten.[71] Seit 2005 wird schrittweise die Messung der Anzahl und der Dauer von kurzen Unterbrechungen sowie der Kennzahlen SAIDI, SAIFI und MAIFI für alle Spannungsebenen (einschließlich der Niederspannung) in Verbindung mit der Übermittlungs- und der Veröffentlichungspflicht, der Festlegung von Standards und der Überwachung durch die NVE eingeführt. Seit dem 1. Januar 2005 (für einige Regelungen ab dem 1. Januar 2006 bzw. 2007) gibt es ergänzende Vorgaben zur Versorgungszuverlässigkeit und zur Spannungsqualität (Überspannung und Spannungsabfälle, Spannungsschwankungen und -störungen, Flicker):[72]

1. Minimalstandards beim Abnehmer (für Spannungsqualität gemäß EN 50160, jedoch nicht für Unterbrechungen)

2. Messung, Aufzeichnung und Archivierung von Daten

3. Information der Kunden über die Qualitätsparameter

4. Rechtzeitige vorherige Information bei geplanten Unterbrechungen; Zeitvorgaben für die Bearbeitung von Beschwerden

3.5.2 Großbritannien

Zuständig für die Qualitätsregulierung des britischen Stromsektors ist die Regulierungsbehörde Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). Sie vergibt Lizenzen, die die

71 Vgl. Sand/Samdal/Seljeseth (2004, S. 5f.).
72 Vgl. NVE (2005).

Unternehmen zum Tätigwerden auf den Märkten berechtigen; die Genehmigungen enthalten u. a. Regelungen zur Ausgestaltung des Vertriebs von Dienstleistungen für Endkunden sowie die Verpflichtung zur Aufrechterhaltung einer sicheren und zuverlässigen Bereitstellung. Ofgem obliegen darüber hinaus die Durchsetzung der Lizenzverpflichtungen und die Verhängung finanzieller Sanktionen bei einer Schädigung von Endkunden; weiterhin überwacht die Behörde das Messwesen und sorgt für eine ausreichende Verbraucherinformation.[73]

Im Rahmen der Qualitätsregulierung des Stromsektors wird bezüglich der Definition, Erfassung und Veröffentlichung von Qualitätsfaktoren zwischen den nachfolgenden Bereichen unterschieden. Für die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit sind die Anzahl der Unterbrechungen (geplante und nicht geplante Unterbrechungen von über drei Minuten, differenziert nach ursächlichem Ereignis, der Spannungsebene und der Dauer; separate Registrierung der Unterbrechungen von unter drei Minuten), die Anzahl der betroffenen Kunden (unterbrochene und erneut unterbrochene) und die verlorenen Kundenminuten maßgeblich; auf dieser Basis werden für jede Spannungsebene die Kennzahlen SAIDI, SAIFI und MAIFI berechnet. Für Übertragungsnetze ist die ENS ausschlaggebend. Weiterhin wird die Spannungsqualität (Schwankungen, Einbrüche, Überspannungen, Asymmetrien, Flicker) und die kommerzielle Qualität anhand der Bewertung des Kundendienstes und der Telefonauskünfte bestimmt. Die Angaben sind jährlich zu veröffentlichen und dem Regulierer zu übermitteln. Zusätzlich kontrolliert Ofgem die mittelfristigen Entwicklungslinien anhand einer Analyse der Ereignisse und Ausfallursachen sowie der Verlässlichkeit, der Reparatur und der Ersetzung von Netzelementen; darüber hinaus wird die Umweltverträglichkeit der Unternehmenstätigkeit begutachtet. Verfahrensrelevante Definitionen und Durchführungsbestimmungen sind in den Regulatory Instructions and Guidance festgelegt.[74]

Im April 2002 führte Ofgem mit dem Information and Incentive Project für die restliche Laufzeit der dritten Regulierungsperiode (2000-2005) eine anreizkompatible Ausgestaltung der Qualitätsregulierung von Verteilernetzbetreibern ein. Durch die Erhöhung bzw. Absenkung der im Zusammenhang mit der Revenue-Cap-Formel ermittelten Erlösbeschränkung in Abhängigkeit von der Ausprägung bestimmter Qualitätsmerkmale sollten der Zusammenhang zwischen der Versorgungsqualität und den Netzkosten berücksichtigt werden sowie weitere Anstöße zur Qualitätsverbesserung gegeben werden.[75] Zudem zieht die Nichterfüllung bestimmter Standards Kompensationen an die Kunden nach sich. In der jetzt laufenden vierten Regulierungsperiode (April 2005 bis März 2010) wird das Information and Incentive Project mit einigen Anpassungen weitergeführt (Modifizierung der möglichen Erlösveränderungen, gleiche Gewichtung von geplanten und nicht geplanten Unterbrechungen, Abschaffung der Allgemeinstandards, Einführung eines diskretionären Belohnungsschemas), um vor allem bei Extremwetterlagen eine

73 Vgl. Hense/Schäffner (2004, S. 21).
74 Vgl. Ofgem (2005b).
75 Vgl. Ofgem (2001).

Verkürzung der Wiederversorgungszeiten zu erreichen und die Beantwortung telefonischer Kundenanfragen zu verbessern. Der Kritik, dass sich die Anreizraten nicht an der Zahlungsbereitschaft der Kunden orientierten,[76] wurde im Vorfeld der anstehenden Reform mit der Auftragsvergabe für eine Studie begegnet, die die Erfahrungen, Einstellungen und Zahlungsbereitschaften von Privat- und Geschäftskunden in Bezug auf Qualitätsverbesserungen ermittelte.[77] Das Information and Incentive Projekt konstituiert sich gegenwärtig aus den in der Tabelle 3 und in der nachfolgenden detaillierten Beschreibung aufgeführten Elementen.[78]

Tabelle 3: Qualitätsanforderungen und monetäre Auswirkung auf die erlaubten Erlöse der britischen Verteilernetzbetreiber (2005–2010)

Anreizmechanismus	**Auswirkungen auf die erlaubten Erlöse**
Interruption Incentive Scheme	+/– 3 %
Kompensation für Sturmschäden	– 2 %
Garantiestandards	keine Unter- und Obergrenzen
Beantwortungsqualität telefonischer Kundenanfragen	+ 0,05 % bis – 0,25 %
Beantwortungsqualität telefonischer Kundenanfragen bei außergewöhnlichen Ereignissen	0 % (2005–2007), +/– 0,25 % (2007–2010)
diskretionäres Belohnungsschema	max. 1 Mio. £
generelle Grenzen der Gesamtauswirkungen (ohne Garantiestandards)	4 % als Untergrenze; keine Obergrenze

1. Beim Interruption Incentive Scheme werden den Unternehmen hinsichtlich der Kundenunterbrechungen und Kundenunterbrechungsminuten für jedes Jahr individuelle Ziele gesetzt; diese leiten sich aus den Benchmarks für die vom jeweiligen Betreiber verwendeten Verteilernetztypen unterschiedlicher Spannungsniveaus ab. Eingang in die Bestimmung der Werte finden dabei historische Daten, technische Normen, die Netzstruktur, topografische Faktoren und außergewöhnliche Ereignisse. Die Differenzen zwischen den vorgegebenen und den tatsächlichen Zielerreichungen (unter Berücksichtigung der Störungen anderer Netze und außergewöhnlicher Ereignisse) werden mit den unternehmensspezifischen Anreizraten multipliziert (bis 2005 durchschnittlich 4,18 €/kWh), um den Beitrag zur Erhöhung bzw. Absenkung der erlaubten Erlöse zu ermitteln.

76 Vgl. Williamson (2002).
77 Vgl. Accent Marketing & Research (2004).
78 Vgl. Ofgem (2004b), Wagner/Cohnen (2005, S. 1ff.) und Joskow (2006, S. 30f.).

2. Falls die Versorgung nach Sturmschäden nicht innerhalb einer bestimmten Zeitspanne wieder aufgenommen wird, erhalten die Kunden eine Kompensation.

3. Die Garantiestandards (Guaranteed Standards of Performance) sollen der Verwirklichung von Qualitätszielen für verschiedene Indikatoren in Bezug auf jeden einzelnen Endkunden dienen: Vorabinformation bei geplanten Unterbrechungen, Untersuchung von Beschwerden zur Stromspannung, Terminvereinbarungen, Wiederherstellung der Versorgung (Unterscheidung nach Normal- und Extremwetterlagen). Werden die Vorgaben unter normalen Bedingungen nicht erfüllt, sind grundsätzlich Zahlungen an die Kunden zu leisten; toleriert wird eine Versorgungsunterbrechung von bis zu 18 Stunden. Für Extremwetterlagen (Sturm, Eisbildung) sind Kategorien vorgegeben (mittlere, große und sehr große Vorkommnisse), denen bestimmte Ereignisse zugeordnet werden (Erhöhung der Störungen, prozentualer Anteil der betroffenen Kunden). In Abhängigkeit von der Stärke der Vorfälle existieren Reaktionszeiten (trigger periods) zur Wiederaufnahme der Stromversorgung; sie betragen bis zu 48 Stunden. Werden sie überschritten, sind unter Berücksichtigung gewisser Ausnahmen Entschädigungen an die Betroffenen zu leisten.

   Die bis März 2005 angewandten Allgemeinstandards (Overall Standards of Performance) verfolgten das Ziel, mittels eines öffentlichen Vergleichs Anreize zur Qualitätssteigerung zu implementieren. Obwohl sie im Information and Incentive Project jetzt nicht mehr enthalten sind, werden die Indikatoren jedoch von Ofgem immer noch überprüft; bei einer nachhaltigen Verschlechterung sollen die Standards ggf. wieder eingeführt werden.

4. Zur Messung der kommerziellen Qualität wird die Art der Beantwortung telefonischer Kundenanfragen herangezogen, wobei Schnelligkeit, Höflichkeit und Hilfsbereitschaft sowie die Richtigkeit, Genauigkeit und Nützlichkeit von Informationen von Bedeutung sind; zu diesem Zweck werden monatlich 900 Kunden des Netzbetreibers interviewt. Die Bewertung erfolgt mittels einer Notenskala (1 = sehr unzufrieden bis 5 = zufrieden); die Befragungsergebnisse werden zu einer Gesamtnote aggregiert. Hinsichtlich der Auswirkungen auf die erlaubten Erlöse wird neuerdings nach den bei den Anfragen herrschenden Wetterbedingungen differenziert (Normalzustand, außergewöhnliche Ereignisse), da in der Vergangenheit die Netzbetreiber bei schlechten Wetterlagen kaum erreichbar waren.

5. Ein diskretionäres Belohnungsschema gestattet auf der Grundlage von Untersuchungen zur Kundenzufriedenheit eine Erhöhung der Erlöse von bis zu 1 Mio. £.

Die ab dem 1. Januar 2005 für Übertragungsnetzbetreiber praktizierte Qualitätsregulierung orientiert sich an den Zielwerten für die jährliche ENS (auf der Basis historischer Daten; Anpassungen bei außergewöhnlichen Ereignissen). Innerhalb einer Bandbreite

von +/– 5 % (dead-band) gibt es keine Belohnungen oder Bestrafungen für Abweichungen. Verschlechtert sich ein Unternehmen weiter, werden die zulässigen Erlöse um bis zu 1,5 % gekürzt; bei größeren Verbesserungen ist ein Aufschlag von bis zu 1 % vorgesehen.[79]

Um zu vermeiden, dass mögliche Qualitätsverbesserungen vor einer Neufestsetzung der Bezugsgrößen für die nächste Regulierungsperiode ausbleiben, wurde ein Rolling Retention Mechanism eingeführt. Die Belohnungen eines Jahres können unabhängig vom Zeitpunkt ihrer Realisierung regulierungsperiodenübergreifend für einen Periodenzeitraum (fünf Jahre) gesichert werden. Gleiches gilt aber auch für Abzüge. Da die Verwirklichung der Versorgungsqualität sowie eine kosten- und preisgünstige Bereitstellung von Strom im Zusammenhang mit der Entscheidung über die Höhe des Kapitaleinsatzes und die Investitionstätigkeit häufig konfligierende Ziele darstellen, wurde ferner die outputorientierte Regulierung durch eine inputbezogene ergänzt. Ofgem evaluiert die Investitionspläne der Netzbetreiber und stimmt mit ihnen die Ansichten über die optimalen Investitionsniveaus ab. Um bereits im Vorhinein Differenzen zu vermeiden, wurde im Hinblick auf die gleichzeitige Realisierung des Effizienz- und Qualitätsziels ein Sliding Scale Mechanism eingerichtet. Vor Beginn der Regulierungsperiode hat der Netzbetreiber die Wahl zwischen zwei Optionen: 1.) Die Zulässigkeit der Verursachung niedriger Investitionskosten, verknüpft mit dem Anreiz, diese zu unterschreiten (Gewährleistung der Kosteneffizienz); 2.) Die Erlaubnis, hohe Investitionskosten herbeizuführen, verbunden mit einem geringem Anreiz, diese zu unterschreiten (Sicherstellung der Investitionstätigkeit). Auf diesem Wege sollen die Unternehmen an ihre Versprechungen gebunden und zur Kooperation mit der Regulierungsbehörde veranlasst werden.

3.5.3 Niederlande

Auf der Basis des Electricity Act von 1998 und des Grid Code erfolgte die Qualitätsregulierung des niederländischen Stromsektors durch die Aufsichtsdirektion Energie (Directie Toezicht energie, DTe) bis 2004 ausschließlich über die Festsetzung und Überwachung bestimmter Qualitätskriterien. Zu diesem Zweck hatten die Verteilernetzbetreiber der Regulierungsbehörde vor Beginn der ersten Regulierungsperiode im Jahre 2001 einen gemeinsamen Vorschlag im Hinblick auf die Ausgestaltung der Standards vorzulegen. Die DTe führte daraufhin eine Mindestvorgabe für die Ausfalldauer ein; bei einer Unterbrechung von über vier Stunden muss den Kunden eine Entschädigungssumme gezahlt werden (ab 2004 zwischen 35 und 910 € für nichtleistungsgemessene bzw. 0,35 €ct/kW und maximal 91.000 € für leistungsgemessene Kunden). Als konstituierende Merkmale der kommerziellen Qualität gelten die Geschwindigkeit der Bearbeitung der Korrespondenz und die rechtzeitige Ankündigung von Wartungsarbei-

79 Vgl. Ofgem (2004c).

ten. Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit, der kommerziellen Qualität und der Ausgleichszahlungen unterliegen die Netzbetreiber einer jährlichen Mitteilungspflicht.[80]

Die DTe konstatierte zwar für die Jahre 2001 bis 2004 leichte Verbesserungen bei der Anzahl und Dauer der Ausfälle, angesichts des im Zusammenhang mit der Revenue-Cap-Regulierung angestrebten Ziels, die Netzerlöse um insgesamt 1,9 Mrd. € zu senken, befürchtete sie jedoch auch massive Kosteneinsparungen zu Lasten der Qualität. Um eine gleichzeitige Realisierung des Effizienz- und Qualitätsziels zu gewährleisten, ergänzte die DTe deshalb unter Verwendung einiger Elemente des norwegischen Systems im Oktober 2004 rückwirkend zum 1. Januar 2004 das von ihr bisher praktizierte Verfahren zur Steigerung der Versorgungsqualität. Bezüglich der kommerziellen Qualität ergaben sich dabei keine Änderungen.[81]

Die Messung der Versorgungsqualität erfolgt seitdem unter Einbeziehung der Kunden auf der Niederspannungsebene und von Störfällen, die auf den Spannungsebenen zwischen 1 kV und 50 kV verursacht werden (geplante und ungeplante Unterbrechungen von über drei Minuten). Qualitätsindikatoren sind die Kundenunterbrechungen und die Kundenunterbrechungsminuten (beide unterschieden nach Haushalten und Unternehmen) sowie die Quotienten SAIFI, SAIDI und CAIDI. Wesentliche Innovation ist die Einfügung der Versorgungszuverlässigkeit als jährlich neu zu bestimmendem Qualitätsparameter q in die Revenue-Cap-Formel und somit eine anreizorientierte Berücksichtigung der Qualität bei der Bestimmung der zulässigen Erlöse. Zur Kalkulation von q werden in einem ersten Schritt für jeden Netzbetreiber aus den Daten der vergangenen drei Jahre die Durchschnitte der fünf o. a. Kennzahlen ermittelt und jeweils zu den Mittelwerten aller Netzbetreiber ins Verhältnis gesetzt (Yardstick-Regulierung). Anschließend werden die Werte gewichtet und in eine vorgegebene Bewertungsfunktion eingesetzt; Berücksichtigung finden dabei zusätzlich die Gesamtzahl der Haushalte und der Unternehmen in den Niederlanden sowie die Anzahl der angeschlossenen Kunden des Netzbetreibers.[82]

Um einerseits finanzielle Probleme der Netzbetreiber aufgrund einer deutlichen Absenkung der Erlösbeschränkung (bei sehr geringer Qualität) und andererseits eine Belastung der Kunden durch eine zu starke Anhebung der zulässigen Mehrerlöse (bei extrem hoher Qualität) zu vermeiden, werden die durch q hervorgerufenen Erlösveränderungen auf 5 % der Gesamterlöse begrenzt. Von 2004 bis 2006 nimmt q jedoch den Wert Null an, um Netzbetreibern die Einleitung qualitätsverbessernder Maßnahmen zu ermöglichen. Geplant ist eine explizite Berücksichtigung regionaler Unterschiede durch eine Differenzierung in städtische und ländliche Unternehmen. Die Kompensationen, die der Netzbetreiber an geschädigte Kunden zahlen muss, und die im Rahmen des Revenue Caps erlaubten Erlösveränderungen sollen sich an den Unterbrechungskosten für die

80 Vgl. DTe (2002, S. 35ff.) und NMa/DTe (2005a, S. 100ff.).
81 Vgl. Wagner/Cohnen (2005, S. 4ff.).
82 Vgl. Haber/Rodgarkia-Dara (2005, S. 22ff.).

Kunden orientieren. Im Vorfeld der zweiten Regulierungsperiode wurden deshalb im Auftrag der DTe Befragungen von Haushalten und Unternehmen durchgeführt, in denen man die Zahlungsbereitschaften für eine Situationsverbesserung (weniger Ausfälle einer bestimmten Dauer innerhalb eines Zeitraums) und die notwendigen Ausgleichszahlungen für eine Verschlechterung (mehr Ausfälle) eruierte.

3.5.4 Schweden

Ausgangspunkt der in Schweden praktizierten Erlös- und Qualitätsregulierung von Stromverteilernetzbetreibern durch die Energiebehörde (Energimyndigheten) ist die Konzipierung eines ökonomisch und technisch effizienten Referenznetzes und eines hypothetischen, kosteneffizient arbeitenden Unternehmens im Rahmen des seit 1998 entwickelten und seit 2004 angewandten Network Performance Assessment Model (NPAM); übergeordnete Zielsetzungen sind dabei die Simulierung eines Wettbewerbsmarktes und die schrittweise Beseitigung der Notwendigkeit, die Netzbetreiber zu regulieren (Selbstregulierung).

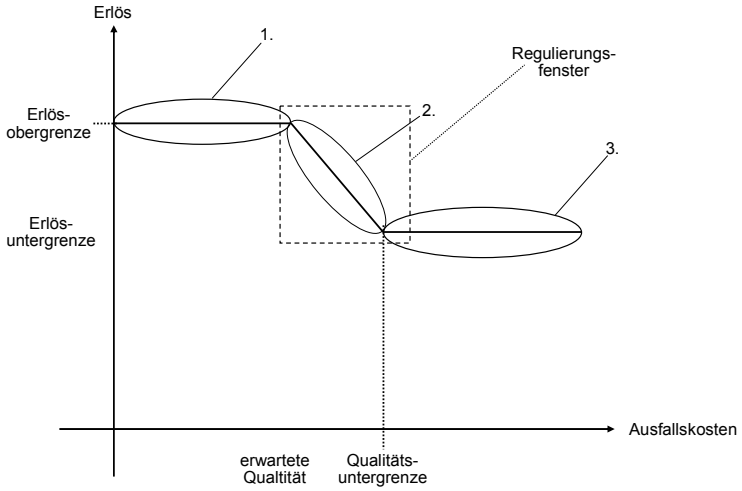
Zu diesem Zweck müssen die Netzbetreiber jedes Jahr kundenspezifische Inputdaten, wie den Kundenstandort, die bestellte Strommenge, die gelieferte Energie, die ENS und das Spannungsniveau sowie Erlöse und sonstige Finanzdaten, technische Informationen, die Anzahl und durchschnittliche Dauer geplanter und nicht geplanter Unterbrechungen auf der Mittel- und Hochspannungsebene von über drei Minuten sowie die Kennzahlen SAIDI und SAIFI für den gesamten Spannungsbereich an die Regulierungsbehörde übermitteln. Bei geplanten Unterbrechungen sind die Kunden rechtzeitig zu informieren; vorgesehen ist die Einführung von Garantiestandards für die maximale Instandsetzungszeit.[83]

Im Anschluss an die Datenerhebung durchläuft das NPAM in Bezug auf jeden Netzbetreiber ein vierstufiges Verfahren. In einem ersten Schritt erfolgt unter Verwendung der Datenbasis sowie unter Berücksichtigung der Kundenzahl und deren Nachfrage die Konstruktion des Referenznetzes mit Hochspannungsleitungen und Umspannungseinrichtungen. Danach werden die Kapital-, Betriebs-, Instandhaltungs-, Verwaltungs- und Energieverlustkosten unter Heranziehung standardisierter Kostenfunktionen geschätzt. Auf der dritten Stufe fließen Qualitätserwägungen in das Modell ein; einerseits werden zusätzliche Einrichtungen berücksichtigt, die zur Aufrechterhaltung einer guten Versorgungsqualität notwendig sind, andererseits wird die Differenz zwischen der Anzahl bzw. der Dauer der tatsächlichen und der erwarteten Unterbrechungen kalkuliert, was ggf. zu Qualitätsabzügen führt. Zuletzt werden Zahlungen an Energieerzeuger und andere Netzbetreiber in die Betrachtung einbezogen.

83 Vgl. Gammelgard/Solver (2004) und Energimyndigheten (2005).

Ziel dieses mehrstufigen Ansatzes ist die Ableitung hypothetischer jährlicher Netzerlöse (network performance, network utility); die tatsächlichen Erlöse werden hierzu ins Verhältnis gesetzt. Sind die tatsächlichen Erlöse geringer als die individuelle Referenzgröße, so werden die Tarife als angemessen eingestuft; andernfalls sind sie zu senken. Hierin einbezogen ist aufgrund der Struktur des NPAM auch eine Regulierung der Qualität mit dem Ziel, ein gesamtwirtschaftliches Optimum für die Investitionstätigkeit und den Instandhaltungsaufwand sowie die Ausfallzeiten zu realisieren. Die zulässigen Erlöse werden um die Differenz zwischen den tatsächlichen und erwarteten Ausfallkosten (kalkuliert auf der Basis von Simulationen zur Netzzuverlässigkeit) reduziert, wobei durch die Modellkonstruktion bestimmte Ober- und Untergrenzen zum Tragen kommen (Qualitätsniveaus eines vollständig unterirdisch verlegten Netzes und eines Radialnetzes); maßgeblich sind die Kosten für die ENS, wobei eine Unterscheidung nach der Kundendichte (städtische, vorstädtische und ländliche Regionen) erfolgt und Ereignisse höherer Gewalt vernachlässigt werden. Zur Berechnung der Anreizraten wurde im Jahre 2003 eine Zahlungsbereitschaftsanalyse durchgeführt.

Abbildung 7: Darstellung der Qualitätsregulierung im NPAM



Quelle: Gammelgard / Solver (2004).

Abbildung 7 veranschaulicht eine Kategorisierung der Verteilnetzbetreiber in drei Gruppen: 1. Unternehmen, bei denen die tatsächlichen Ausfallkosten geringer oder gleich den erwarteten Kosten sind und deren zulässige Erlöse dementsprechend nicht redu-

ziert werden; 2. Unternehmen, bei denen die tatsächlichen Ausfallkosten höher sind als die erwarteten Kosten, ohne dass das minimale Qualitätsniveau unterschritten wird, und deren zulässige Erlöse um die Kostendifferenz abgesenkt werden; 3. Unternehmen, deren Qualitätsniveaus noch unter der mit einem Radialnetz assoziierten Qualität liegen und die die maximal mögliche Absenkung der zulässigen Erlöse in Kauf nehmen müssen. Simulationen zeigen, dass 10 % der Netzbetreiber der ersten, 20 % der zweiten, aber 70 % der dritten Kategorie zuzurechnen sind. Lediglich diejenigen Unternehmen, die in das Regulierungsfenster (Regulatory Window) fallen (überwiegend Kategorie 2), haben auch einen Anreiz, ihr Qualitätsziel zu erreichen. Für die Unternehmen der Kategorie 3 trifft dies überwiegend nicht zu, da der mit den notwendigen Neuinvestitionen verbundene Aufwand die erwarteten Erträge aus der realisierbaren Erhöhung der zulässigen Erlösobergrenze überschreitet. Die generelle Anwendbarkeit dieses Systems der Qualitätsregulierung, insbesondere der Ober- und Untergrenzen für das Niveau der zulässigen Erlöse, wird damit in Frage gestellt.

3.6 Zwischenfazit

In den vorangegangenen Ausführungen dieses Kapitels wurden die Messung und Relevanz der einzelnen Qualitätsdimensionen für das Stromnetz dargestellt. Dabei wurde dem Aspekt der Versorgungszuverlässigkeit die größte Bedeutung zugemessen, welcher anhand international gebräuchlicher Maßzahlen wie SAIFI, SAIDI, CAIDI hinsichtlich der Dimensionen Zeit und Häufigkeit spezifiziert werden kann. Auf dieser Basis werden ebenfalls Werte wie CML (Consumer Minutes Lost) oder CI (Consumer Interruptions) berechnet, die als häufig verwendeter Indikator Eingang in die internationale Regulierungspraxis gefunden haben. Bei der Anwendung der genannten Maßzahlen ist zu beachten, dass bei deren Berechnung bestimmte Freiheitsgrade anfallen, z.B. welche operative Größe genau als Kunde angesehen wird. Die Kennzahlen beschreiben und quantifizieren jeweils einzelne Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit. Es handelt sich dabei ausschließlich um historische Verhältniszahlen, die Qualität entweder aus Netzsicht oder aus Kundensicht messen. Die dargestellten Verfügbarkeitskennzahlen können somit lediglich eine modellhafte Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit liefern. Für die Einbindung in ein Regulierungsregime darf zudem nicht außer Acht gelassen werden, dass für eine statistisch aussagekräftige Mittelwertbildung von Zuverlässigkeitskennzahlen ein längerer Zeitraum über mehrere Jahre zugrunde gelegt werden sollte.

Bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit existiert für das deutsche Stromnetz bereits eine verbandsinterne Datenbasis, auf deren Grundlage sich international gebräuchliche Maßzahlen berechnen lassen. Zukünftig erscheint es ratsam, besonders bei der Erfassung von Versorgungsunterbrechungen auf der Mittelspannungsebene detaillierter vorzugehen sowie eine Ausweitung hinsichtlich der Messung der Versorgungszuverlässigkeit für lokal abgrenzbare Gebiete vorzunehmen, um so später die Versorgungsqualität einzelner Kunden und Kundengruppen besser ermitteln zu können.

Wie aus dem Vergleich der ausländischen Regimes ersichtlich wurde, ist die Integration der Qualitätsregulierung in die Revenue-Cap-Formel anhand eines Qualitätsfaktors weit verbreitet. Auf diesem Wege sollen vor allem Änderungen bei den Unterbrechungskosten als Bewertung für die Versorgungszuverlässigkeit zu einer Modifizierung der Erlösbeschränkung führen. Die monetären Bewertungsverfahren sind allerdings in den betrachteten Ländern sehr heterogen konzipiert.

Die Bedeutung der Spannungsqualität sowie der Formulierung technischer Normen im Rahmen der operativen Versorgungssicherheit wird in Deutschland anhand festgelegter Regelwerke vorgegeben. Auch bei der beispielhaften Darstellung der europäischen Ländervergleiche nehmen die beiden genannten Qualitätsdimensionen in den jeweiligen Regulierungsregimes keine zentrale Rolle ein. Dahingegen spielt die Dimension der Servicequalität (kommerzielle Qualität), welche einen schwer fassbaren Aspekt der Versorgungsqualität darstellt, zumindest in Großbritannien aktuell eine große Rolle. Sie wird in den betrachteten Staaten sehr unterschiedlich abgegrenzt und gehandhabt, ist jedoch in den übrigen Beispielländern für die Regulierungspraxis wenig relevant.

Charakteristisch für die hier vorgestellten ausländischen Modelle der Qualitätsregulierung in Strommärkten ist die schrittweise Einführung geeigneter Instrumente. Unabhängig von der konkreten inhaltlichen Ausgestaltung der einzelnen Schritte wäre es angesichts der allgemeinen Akzeptanz dieses Verfahrens empfehlenswert, bei der Implementierung einer Qualitätsregulierung für den deutschen Stromsektor diesem Vorgehen zu folgen. In einer ersten Phase werden meist eine Zielbestimmung (Situationsverbesserung, gesamtwirtschaftliches Optimum für Ausfälle) und eine Festlegung der Qualitätsindikatoren sowie der diesbezüglichen Verfahren für die Messung, Datenerfassung und Übermittlung vorgenommen. In diesem Zusammenhang erscheint es für die Einführung des deutschen Regulierungsregimes ebenfalls als zweckmäßig, sich zunächst mit der Bestimmung von Indikatoren zur Messung der Versorgungszuverlässigkeit zu befassen und sich erst in einer späteren Phase dem schwierig messbaren Thema der Regulierung von Servicequalität anzunehmen.

Die in Bezug auf ausländische Strommärkte dargestellten Konzepte zeichnen sich durch einige länderspezifische Besonderheiten aus. So ist Norwegen bei der Qualitätsregulierung auf die Versorgungszuverlässigkeit und die ENS fokussiert; geringere Bedeutung hat die Zahlung direkter Kompensationen. In Großbritannien sind umfangreiche und komplexe Kontrollmechanismen üblich. Dies gilt für die Versorgungszuverlässigkeit, die kommerzielle Qualität wie auch die Investitionstätigkeit. Neben der Beeinflussbarkeit der Erlösbeschränkung existiert auch ein umfassendes Entschädigungssystem im Zusammenhang mit den vorgegebenen Garantiestandards. Die Niederlande favorisieren ebenso wie Norwegen eine Senkung der Anzahl an Störfällen. Die Besonderheit des schwedischen Verfahrens liegt hingegen in der Verwendung eines Referenznetzes.

Als Instrumente der Qualitätsregulierung kommen die Bestimmung von Standards, die Verpflichtung zur Veröffentlichung der Zielerreichungsgrade und entsprechende Kontrollen durch die Regulierungsbehörde zum Einsatz. Üblich sind dabei Garantie- und Allgemeinstandards mit bzw. ohne Entschädigungen oder Belohnungen bei Unter- bzw. Übererfüllung der Vorgaben. Deren Anwendung hat sich aber noch nicht generell durchgesetzt. Unabhängig vom gewählten Modell konstatierten nach Ablauf der ersten Regulierungsperiode, in der Mechanismen für eine Qualitätsregulierung implementiert wurden, Norwegen, Großbritannien und die Niederlande deutliche Verbesserungen bei den Unterbrechungen (Anzahl, Dauer, ENS). Zwischen 2002 und 2005 sanken in Großbritannien die durchschnittliche Zahl der Kundenunterbrechungen um 7 % und die Kundenunterbrechungsminuten um 6 %; Ofgem vermerkte auch Fortschritte bei der kommerziellen Qualität.[84] Eine abschließende Bewertung der ausländischen Erfahrungen kann jedoch noch nicht gegeben werden.[85]

84 Vgl. Ofgem (2005d).

85 Dabei muss beachtet werden, dass Aussagen zur Wirksamkeit der Instrumente bisher lediglich durch die Regulierungsbehörden selbst veröffentlicht werden, der Erfahrungshorizont oftmals nur wenige Jahre umfasst und das im Bezugsjahr herrschende Qualitätsniveau schwer einzustufen ist. Zudem ist eine direkte kausale Verknüpfung zwischen der Qualitätsverbesserung und der Einführung der Qualitätsregulierung ohne die Berücksichtigung möglicher anderer Ursachen diskutabel.

4 Qualitätsanforderungen und internationale Erfahrungen in Gasnetzen

Im Gasbereich spielt - in wesentlich höherem Maße als im Strombereich - neben der Versorgungszuverlässigkeit auch die physische Qualität des Energieträgers eine Rolle. So kann z.B. eine 100%ige zeitliche Versorgung mit Gas mit einer durchgehend minderwertigen gelieferten Gasqualität einhergehen. Daher macht es Sinn, diese beiden Qualitätsanforderungen zu unterscheiden, d.h. die Versorgungszuverlässigkeit einerseits und die physische Qualität des Gases andererseits [86]. Des Weiteren kann auch die technische Sicherheit als ein weiterer Bereich der Gasqualität definiert werden. Dieser umfasst in erster Linie die Vermeidung von unkontrolliertem Gasaustritt und den damit verbundenen Gefahren für die Allgemeinheit. Auch hier mag es Überschneidungen zum Gebiet der Versorgungzuverlässigkeit geben. Ein vierter Aspekt ist die Servicequalität, die ebenfalls einer Regulierung unterworfen werden kann. Hierunter fallen Aspekte wie die frühzeitige Bekanntmachung von Versorgungsunterbrechungen oder die Qualität in der Beantwortung von Kundenanfragen. Die Qualitätsanforderungen, die an die verschiedenen Qualitätskategorien gestellt werden, werden in Deutschland derzeit (im Bereich Servicequalität allerdings nur teilweise) durch entsprechende Gesetze, Verordnungen, Richtlinien und technische Regeln abgedeckt.

Im Folgenden werden die derzeitigen Methoden der Qualitätsmessung in Deutschland beleuchtet. Ferner werden ausgewählte Methoden aus der Praxis in Großbritannien und den Niederlanden in den jeweiligen Qualitätsbereichen dargestellt. Abschließend werden Schlussfolgerungen für eine Qualitätsregulierung in Deutschland gezogen.

4.1 Versorgungszuverlässigkeit

Deutschland

Grundsätzliche Regeln zur Versorgungszuverlässigkeit finden sich im EnWG. Laut § 16 des Gesetzes sind die Netzbetreiber bei einer Störung oder Gefährdung der Versorgungszuverlässigkeit „berechtigt und verpflichtet“ diese durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Ist dies nicht möglich, können sämtliche Gastransporte sowie Gasein- und -ausspeisungen entsprechend angepasst werden. Dabei sind andere Netzbetreiber und Gashändler „soweit möglich vorab zu informieren.“ In einem solchen Fall ruhen sämtliche Leistungspflichten und die Haftung für Vermögensschäden (siehe unten) wird ebenfalls ausgeschlossen. Eine Unterrichtung der Betroffenen und

86 In manchen Fällen mag hier ein fließender Übergang bestehen, insbesondere dann, wenn die physische Qualität des Gases soweit sinkt, dass sie den Betrieb von Maschinen, Motoren etc. nicht mehr möglich macht und somit faktisch einen Versorgungsausfall darstellt. Dennoch erscheint eine Trennung an dieser Stelle sinnvoll.

der Regulierungsbehörde über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen hat unverzüglich zu erfolgen.

Als weitere Maßnahme zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit ist die Regulierungsbehörde berechtigt, eine jährlich zu erstellende Schwachstellenanalyse und die sich hieraus ergebenden Maßnahmen von den Netzbetreibern anzufordern. Nach § 52 EnWG haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über aufgetretene Versorgungsunterbrechungen zur Verfügung zu stellen. Die Kenngrößen entsprechen jenen im Strombereich (siehe Kapitel 3).

Das Vorgehen und die Haftung bei Versorgungsstörungen und -unterbrechungen werden detaillierter in der „Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV)“ vom 21. Juni 1976 beschrieben. Grundsätzlich gilt danach für das GVU eine Versorgungspflicht gegenüber seinen Kunden, es sei denn, es sind zeitliche Beschränkungen in den allgemeinen Tarifen vorgesehen oder das GVU ist durch höhere Gewalt oder sonstige Umstände, deren Beseitigung ihm wirtschaftlich nicht zugemutet werden kann, daran gehindert (§5 (1) AVBGasV). Eine Versorgungsunterbrechung ist zulässig, soweit sie zur „Vornahme betriebsnotwendiger Arbeiten erforderlich ist“. Jede Unterbrechung oder Unregelmäßigkeit ist unverzüglich zu beheben (§5 (2) AVBGasV).

Das GVU haftet bei Versorgungsunterbrechungen oder Unregelmäßigkeiten in der Gasversorgung bei fahrlässiger oder vorsätzlicher Handlungsweise in folgenden Fällen (§6 (1) AVBGasV):

- Tötung oder Verletzung des Körpers oder der Gesundheit des Kunden
- Beschädigung einer Sache
- Verursachung eines Vermögensschadens

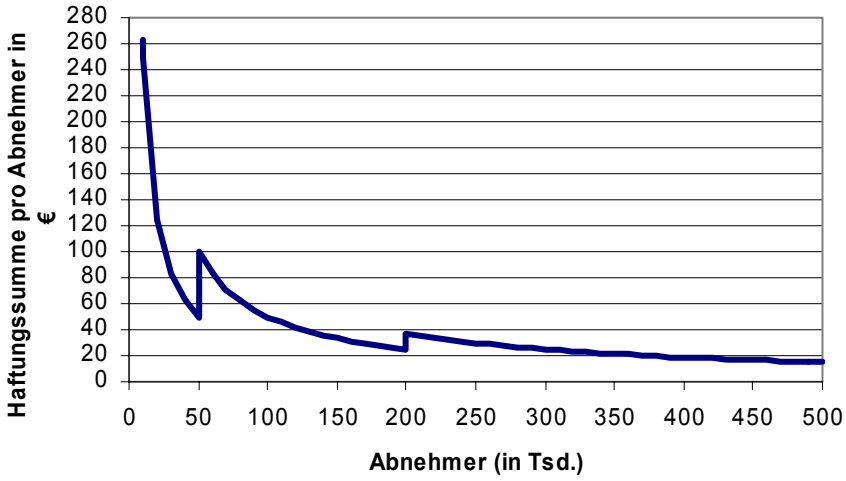
Bei grobfahrlässig verursachten Sach- und Vermögensschäden ist die Haftung des Gasversorgungsunternehmens gegenüber seien Tarifkunden auf jeweils 2.500 € begrenzt. Die Haftung für Sach- und Vermögensschäden ist je Schadensereignis insgesamt begrenzt auf (§6 (2) AVBGasV):

- 2.500.000 Euro bei einer Versorgung bis zu 50.000 Abnehmern
- 5.000.000 Euro bei einer Versorgung bis zu 200.000 Abnehmern
- 7.500.000 Euro bei einer Versorgung von mehr als 200.000 Abnehmern.

Die Ersatzpflicht entfällt für Schäden unter € 15.

Diese Regelung führt dazu, dass sich im Extremfall Ungerechtigkeiten ergeben können, wie Abbildung 8 zeigt.

Abbildung 8: Haftungssumme bei Sach- und Vermögensschäden pro Abnehmer in € bei Schäden für alle Kunden

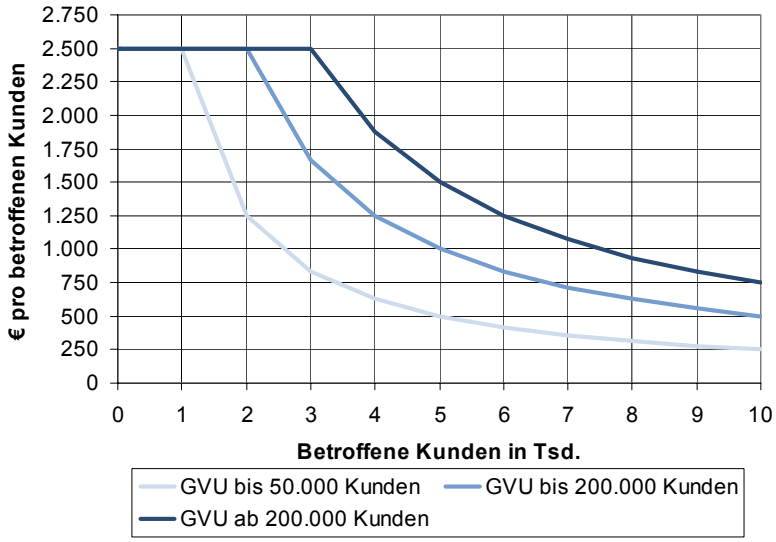


Quelle: WIK eigene Darstellung

Unter der Annahme, dass alle Kunden in demselben Ausmaß von einer Versorgungsunterbrechung geschädigt werden, würde so ein Unternehmen mit 50.000 Kunden mit € 50 pro Kunde haften, während ein Unternehmen mit 50.001 Kunden aufgrund des „Stufentarifs“ mit € 100 pro Kunde haften würde. Dasselbe Phänomen tritt an der 2. Sprungstelle auf: Ein GVU mit 200.000 Kunden haftet mit 25 € je Kunde, während ein Unternehmen mit 200.001 Kunden mit 37 € je Kunde haftet.

Weiterhin kann die Haftungsobergrenze von 2.500 € pro Kunde vor allen Dingen bei kleineren Ausfällen bzw. Schäden zu Verzerrungen führen. Wie Abbildung 9 zeigt, müsste bei einer Anzahl von bis zu 1.000 gleichermaßen geschädigten Kunden - mit einem Schaden von jeweils mindestens 2.500 € - sowohl ein kleines GVU mit beispielsweise 30.000 Kunden als auch ein großes GVU mit beispielsweise 300.000 Kunden für dieselbe Haftungssumme pro Kunde in Höhe von € 2.500 Euro aufkommen. In diesem Fall wäre also ein kleineres Unternehmen relativ benachteiligt, solange angenommen werden kann, dass ein großes GVU Größenvorteile verwirklicht.

Abbildung 9: Haftungssumme pro betroffenen Kunden



wik

Quelle: WIK eigene Darstellung

Großbritannien

In Großbritannien gibt es im Bereich Versorgungsqualität auf der einen Seite Mindeststandards, die alle GVUs einhalten müssen und die im Falle der Nichterfüllung Strafzahlungen nach sich ziehen. Unter die sog. Garantiestandards fallen dabei:

- Die Wiederherstellung der Gasversorgung bei ungeplanten Unterbrechungen:

  GVUs sind angehalten, die Versorgung von Haushaltskunden bei ungeplanten Unterbrechungen innerhalb ihres Netzes binnen 24 Stunden wiederherzustellen. Bei Nichteinhaltung dieser Vorgabe erhält der Kunde eine festgeschriebene Entschädigung (30 £). Weitere Entschädigungen werden für alle weiteren 24 Stunden bis zur Wiederherstellung der Versorgung gezahlt. Es gilt allerdings eine Entschädigungsgrenze von £ 1000 pro Kunde. Zudem gibt es Ausnahmeregelungen, etwa wenn das Ereignis durch extreme Witterungseinflüsse oder andere nicht in der Macht des Unternehmens stehende Umstände verursacht wird und das Unternehmen alle zumutbaren Vorkehrungen zur Verhinderung von Schäden durch diese Umstände getroffen hat.

- Die Wiederherstellung des Kundengrundstücks:

Nach Beendigung von Verlegearbeiten von Versorgungsleitungen auf einem Kundengrundstück, die auf Betreiben des Unternehmens vorgenommen wurden, wird das Grundstück innerhalb von 10 Tagen in seinen alten Zustand versetzt. Bei Nichteinhaltung dieser Vorgabe erhält der Kunde eine festgeschriebene Entschädigung (50 £ bei Haushaltskunden, 100 £ bei Nicht-Haushaltskunden). Ausgenommen von dieser Regelung sind Arbeiten, die auf das Betreiben des Kunden veranlasst oder durch ihn verursacht wurden.

Der zweite Teil der Regelungen zur Versorgungsqualität findet sich unter dem Stichwort „Output Reporting". Danach sind die GVUs seit April 2003 zu Auskünften über die Versorgungszuverlässigkeit gegenüber dem Regulierer Ofgem verpflichtet. Dazu gehört die Mitteilung folgender Kennzahlen:[87]

- Anzahl nicht-vertraglicher Versorgungsunterbrechungen pro 100 Kunden pro Jahr (geplant und ungeplant)
- durchschnittliche Unterbrechungsdauer (Minuten) pro Kunde nicht-vertraglicher Versorgungsunterbrechungen

Weiterhin verpflichten die sog. „Regulatory Instructions and Guidance (RIGs)" die Netzbetreiber zur Mitteilung nicht-vertraglicher Unterbrechungen für jedes Netz unter Angabe der Unterbrechungsursache und des jeweiligen Kundentyps. Diese Information muss sowohl vierteljährlich als auch jährlich bereitgestellt werden.

Niederlande

Ähnlich wie in Großbritannien sind auch die Netzbetreiber in den Niederlanden durch den sog. „Gas Act" zu Auskünften gegenüber der Regulierungsbehörde verpflichtet. Im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit muss über die Anzahl der Unterbrechungen pro 1000 gefangenen Kunden pro Jahr berichtet werden. Weiterhin ist über die Unterbrechungsdauer des Versorgungsausfalls sowie die Zahl der Gasleckagen pro gefangenen Kunden Auskunft zu geben.

Bei Versorgungsunterbrechungen, die länger als vier Stunden dauern, muss an Kunden mit einem jährlichen Gasverbrauch von weniger als 170.000 Kubikmetern eine Kompensationszahlung in Höhe von 35 € geleistet werden, bei Kunden mit höherem Verbrauch beträgt diese 910 €.[88]

87 Vgl. Ofgem (2005a).
88 Vgl. NMa/DTe (2005a).

4.2 Physische Qualität des Gases

Deutschland

In Deutschland wird Gas aus unterschiedlichen Herkunftsquellen und darausfolgend auch aus unterschiedlichen Zusammensetzungen ins Netz gespeist und in diesem transportiert. Nach dem Arbeitsblatt G260/I der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) existieren vier unterschiedliche Gasfamilien, von denen für den Gastransport in Deutschland ausschließlich Gasfamilie 2 (Naturgas) relevant ist. Diese Familie der sog. methanreichen Gase wird wiederum in die Gruppen H (hochkalorig) und L (niederkalorig) eingeteilt. Hochkaloriges Gas wird beispielsweise aus Russland importiert, während niederkaloriges Gas z.B. aus der Nordsee stammt. Unabhängig vom Brennwert ist der Endkunde auf eine möglichst gleichbleibende Gasqualität angewiesen, da er Kunden zumeist nicht über intelligente Endgeräte verfügt, die sich schnell und automatisch auf unterschiedliche Brennwerte umstellen könnten.

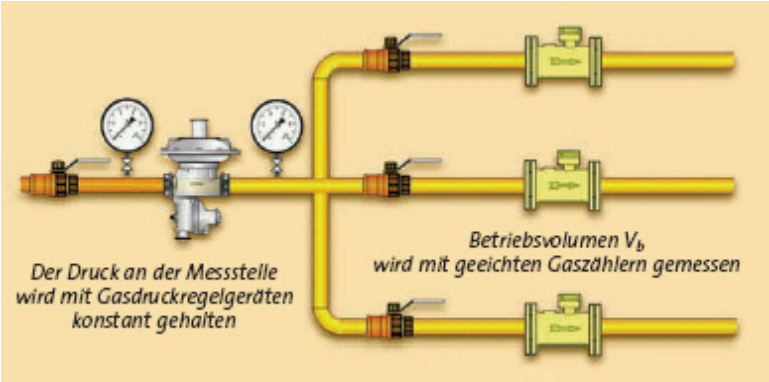
Eine entsprechende Regelung findet sich auch hier in der AVBGasV. In § 4 (3) heißt es: „Brennwert und Druck werden möglichst gleichbleibend gehalten. Allgemein übliche Gasverbrauchseinrichtungen müssen einwandfrei betrieben werden können. Stellt der Kunde Anforderungen an die Gasqualität, die über diese Verpflichtungen hinausgehen, so obliegt es ihm selbst, Vorkehrungen zum störungsfreien Betrieb seiner Verbrauchseinrichtungen und Anlagen zu treffen.“

Die Bestimmung der Gasqualität ist somit vor allen Dingen für die Gasabrechnung entscheidend. Die technische Vorgehensweise bei der Abrechnung basiert im Wesentlichen auf dem Arbeitsblatt G 685 der DVGW. Danach findet die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes an repräsentativen Stellen mit geeichten Brennwertmessgeräten nach anerkannten Verfahren statt.[89] Das GVU kann dabei die Angaben des Vorlieferanten über Einspeisebrennwerte und –mengen übernehmen oder diese selbst messen. Aus diesen Angaben berechnet das GVU den arithmetisch- oder mengengewogenen mittleren Abrechnungsbrennwert. Bei unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten wird der Brennwert getrennt berechnet und das arithmetische Mittel gebildet. Wenn die Einzelergebnisse die Grenze einer zweiprozentigen Abweichung überschreiten, ist die zuständige Eichbehörde über das in diesem Fall angewandte Verfahren zu unterrichten.[90] Grundsätzlich ist für die Abrechnung der für die Abrechnungszeitspanne ermittelte Brennwert zu verwenden. Nur bei Tarifkunden mit konstanter Jahresabrechnung kann ein konstanter Abrechnungswert festgelegt werden. Dieser ist allerdings jährlich mit dem tatsächlichen Brennwert (Mittelwert) zu vergleichen und nur solange zu verwenden, wie er nicht mehr als 1% von diesem abweicht und sein Vorzeichen nicht ständig gleich ist. Ist dies dennoch der Fall, so muss er an den berechneten Brennwert ange-

89 Vgl. Hentschke (2004).
90 Vgl. Hentschke (2004).

passt werden.[91] Während im Bereich der Großgasmessung z.T. eine hochgenaue Berechnung des Energiegehalts des Gases erfolgt (mit Hilfe von Gaschromatographen, Kaloriemetern etc.) ist bei niedrigen Drücken und Gasmengen eine vereinfachte Gasabrechnung möglich. Hier wird der Brennwert bei konstant gehaltenem Druck indirekt über das Volumen berechnet.

Abbildung 10: Vereinfachte Gasabrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685



wik

Quelle: ELSTER Journal 2/2004

Diese Vorgehensweise wird vor allen Dingen aus Kostengründen verfolgt, da eine genaue Berechnung sehr teuer ist. Ein gewisser Schwankungsspielraum wird hier also zugunsten eines geringeren Ressourceneinsatzes in Kauf genommen. Um eine möglichst fehlerfreie Messung zu gewährleisten, müssen die Messgeräte den Anforderungen des deutschen Eichgesetzes genügen. Auch hier ist jedoch ein gewisser Spielraum vorhanden wie Tabelle 4 zeigt.

Tabelle 4: Eichfehlergrenzen von Gasmessinstrumenten

Messgerät	Oberer Messbereich	Unterer Messbereich
Balgengaszähler	± 2%	± 3%
Drehkolben-, Turbinenradgaszähler	± 1%	± 2%
Zustands-, Dichte- und Brennwert-Mengenumwerter	± 1% im ges. Messbereich	
Gaskalorimeter	± 0,8% bis ± 1% im ges. Messbereich	
Gaschromatographen	± 0,8% im ges. Messbereich	

Quelle: Wernekinck, U. (2005).

91 Vgl. Hentschke (2004).

Der Umgang mit Abrechnungsfehlern wird im § 21 AVBGasV beschrieben:

(1) Ergibt eine Prüfung der Messeinrichtungen eine Überschreitung der Verkehrsfehlergrenzen oder werden Fehler in der Ermittlung des Rechnungsbetrages festgestellt, so ist der zuviel oder zuwenig berechnete Betrag zu erstatten oder nachzuentrichten. Ist die Größe des Fehlers nicht einwandfrei festzustellen oder zeigt eine Messeinrichtung diese nicht an, so ermittelt das Gasversorgungsunternehmen den Verbrauch für die Zeit seit der letzten fehlerfreien Ablesung aus dem Durchschnittsverbrauch des ihr vorhergehenden und des der Feststellung des Fehlers nachfolgenden Ablesezeitraums oder auf Grund des vorjährigen Verbrauchs durch Schätzung; die tatsächlichen Verhältnisse sind angemessen zu berücksichtigen.

(2) Ansprüche nach Absatz 1 sind auf den der Feststellung des Fehlers vorhergehenden Ablesezeitraum beschränkt, es sei denn, die Auswirkung des Fehlers kann über einen größeren Zeitraum festgestellt werden.

Der Kunde besitzt zudem nach § 19 AVBGasV die Möglichkeit, eine Nachprüfung der Messeinrichtungen durch eine Eichbehörde oder eine staatlich anerkannte Prüfstelle zu verlangen. Die Kosten der Prüfung fallen dem Unternehmen zur Last, falls die Abweichung die gesetzlichen Verkehrsfehlergrenzen überschreitet, ansonsten muss der Kunde hierfür selber aufkommen.

Zuständigkeit

Grundsätzlich zuständig für den Einbau, Betrieb und die Wartung der Messeinrichtung sowie für die Messung der gelieferten Energie ist nach § 21b (1) EnWG der Betreiber des Energieversorgungsnetzes. Damit ist gewährleistet, „dass bei fehlender anderweitiger Vereinbarung der Netzbetreiber verpflichtet ist, die Messeinrichtung zu betreiben und die Messung vorzunehmen.“[92] Nach § 21b(2) EnWG, (der allerdings noch unter einem Verordnungsvorbehalt der Bundesregierung steht), kann allerdings auch ein Dritter Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtung übernehmen, sofern seine Messeinrichtung folgende Vorraussetzungen erfüllt:

- Übereinstimmung mit den eichrechtlichen Vorschriften
- Übereinstimmung mit den einheitlich für das Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers sowie den Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität

Die Mindestanforderungen müssen allerdings technisch gerechtfertigt und nicht diskriminierend sein, so dass der Netzbetreiber im Ergebnis keine höheren Anforderungen

92 Vgl. Tugendreich/von Hammerstein (2005).

an fremde Messeinrichtungen stellen darf als an seine eigenen.[93] Weiterhin hat der Messstellenbetreiber, also der Netzbetreiber oder ein unabhängiger Dritter, nach §39 GasNZV „dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung des Gasflusses sowie der Datenübertragung gewährleistet sind. Der Messstellenbetreiber bestimmt Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen; die Bestimmung muss unter Berücksichtigung netzwirtschaftlicher Belange zur Höhe des Verbrauchs in einem angemessenen Verhältnis stehen.“ Dem Messstellenbetreiber wird in der GasNZV die kontinuierliche Messung der Gasmenge auferlegt (§38 (1) und (2)). Verantwortlich für die Gasbeschaffenheit bei der Einspeisung ins Netz ist der Transportkunde selbst. Er hat dafür zu sorgen, dass das Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik, d.h. insbesondere den technischen Regeln des DVGV entspricht (§35 GasNZV).

Großbritannien

Das Gas in Großbritannien stammt heute noch zum allergrößten Teil aus eigener Förderung. Die Gase der verschiedenen Förderfelder weisen dabei unterschiedliche Gasqualitäten auf. Grundsätzlich muss das Gas bei der Einspeisung den Anforderungen des sog. „Gas Safety (Management) Regulations (GS(M)R)“ aus dem Jahr 1996 entsprechen, die einen sicheren Gastransport gewährleisten sollen, d.h. insbesondere der Abwehr von Gefahren für die Allgemeinheit dienen. An einigen Subterminals, an denen Gas ins Netz eingespeist wird, bestehen individuelle Vereinbarungen (sog. „Network Entry Agreements“ (NEA)), die Spezifizierungen zur Gasqualität enthalten, so z.B. Brennwert oder CO_2-Gehalt. Im Falle einer Änderung dieser Qualitätskriterien ist Ofgem zur Prüfung und Genehmigung berechtigt.

Bei der Gasausspeisung sind die Netzbetreiber berechtigt, sog. Abrechnungszonen zu bilden. Innerhalb dieser Zonen wird aus den Brennwerten aller eingespeisten Gase ein gewichteter Durchschnittswert gebildet, der als Grundlage für die Abrechnung aller Kunden dieser Zone dient. Diese Vorgehensweise kann dazu führen, dass einige Kunden etwas mehr und andere etwas weniger bezahlen, als dies ihrem tatsächlich erhaltenen Brennwert entspricht. Dies wurde bei der Ausgestaltung der Bestimmungen allerdings bewusst in Kauf genommen, um die bei einer genauen Abrechnung entstehenden zusätzlichen Transaktionskosten einzusparen.

Niederlande

Wie auch in Deutschland wird die physische Qualität des Gases in den Niederlanden durch rechtliche Vorschriften vorgegeben. Hierzu gehören die Konstanz des Wobbe-Index und der Methanzahl, eine festgelegte Bandbreite des gelieferten Brennwertes, die

93 Vgl. Tugendreich/von Hammerstein (2005).

Vermeidung ungewünschter Gasbegleitstoffe und die Einhaltung des zugesicherten Lieferdruckbereichs in Kombination mit vereinbarter Vorhalteleistung.[94]

4.3 Technische Sicherheit

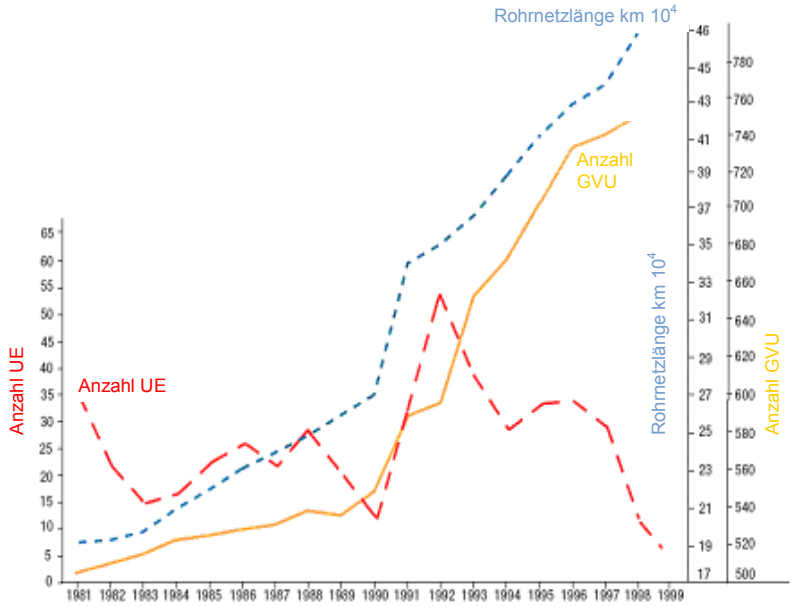
Deutschland

In Deutschland besteht ein umfassender rechtlicher Rahmen bezüglich der technischen Sicherheit von Energieversorgungs- und -transportanlagen. Grundlage bildet neben verschiedenen EU-Richtlinien das Energiewirtschaftsgesetz. In § 49 EnWG heißt es: „(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. (2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Ableitung und Fortgabe von Gas die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. eingehalten worden sind.“ Es erfolgt also eine Delegierung der konkreten Ausgestaltung an die genannte Fachorganisation, die die allgemeinen Schutz- und Sicherheitsziele durch konkrete Bau- und Betriebsanforderungen aufzufüllen hat.[95] Diese sind im umfangreichen DVGW-Regelwerk ausgestaltet. Dort finden sich unter anderem Anforderungen an den Explosionsschutz, die Odorierung oder den Korrosionsschutz von Gasleitungen.

Ein wesentlicher Maßstab für die technische Sicherheit ist die Anzahl der Unfälle, die sich aus dem Transport und der Verteilung von Gas ergeben kann. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Unfälle an GVU-eigenen Anlagen in Deutschland bis zum Jahr 1999.

94 Vgl. Schneider/Grönner (2005).
95 Vgl. Homann/Hüning (1997).

Abbildung 11: Anzahl der Unfälle in GVU-eigenen Anlagen in Deutschland



Quelle: DVGW (1999)

Großbritannien

Grundlegende Regeln zum sicheren Betrieb von Gasnetzen finden sich in Großbritannien in den Gas Safety (Management) Regulations (GS(M)R) aus dem Jahr 1996. Danach muss unter anderem für jedes Netz ein Sicherheitsbeauftragter ernannt werden, der im Notfall entsprechende Maßnahmen koordiniert. Weiterhin hat die nationale Netzbetreibergesellschaft National Grid einen telefonischen Bereitschaftsdienst zu unterhalten, um Meldungen über Gasaustritte rund um die Uhr entgegennehmen zu können. Im tatsächlichen Falle eines Gasaustritts aus dem Netz oder einem Anschluss hat der jeweilige Netzbetreiber so schnell wie möglich vor Ort zu sein und den Austritt innerhalb von 12 Stunden nach der Meldung zu stoppen. Außerdem hat er bei dem Verdacht oder dem Wissen, dass Gas in ein Gebäude austreten könnte, dafür Sorge zu tragen, dass die Gasversorgung in diesem Fall gestoppt wird. Die Versorgung darf erst nach dem Ergreifen aller erforderlichen Maßnahmen wieder aufgenommen werden. Auch obliegt es dem Netzbetreiber, im Falle eines Feuers oder einer Explosion schnellstmöglich die Ursache des Ereignisses festzustellen bzw. eine Untersuchung einzuleiten. Weitere Regelungen finden sich auch in den „Gas Transporter Overall Standards of Performance“ (siehe auch Kapitel Servicequalität).

4.4 Servicequalität

Deutschland

In Deutschland findet sich eine die Servicequalität betreffende Regel in §5 (3) AVBGasV. Danach hat das GVU die Kunden bei einer beabsichtigten Unterbrechung in geeigneter Weise zu unterrichten, es sei denn, eine Unterrichtung ist nicht rechtzeitig möglich oder sie würde zu einer Verzögerung in der Beseitigung einer bereits eingetretenen Unterbrechung führen.

Großbritannien

In Großbritannien gelten für die GVUs auch in diesem Bereich (ähnlich der Versorgungszuverlässigkeit) zum einen garantierte Mindeststandards, die bei Nichterfüllung entsprechende Strafen nach sich ziehen. Diese sind:[96]

- Vereinbarung und Einhaltung von Terminen:

  GVUs sollten bei vom Kunden in Auftrag gegebenen Arbeiten Termine für den Morgen oder den Nachmittag oder, falls dies vom Kunden gewünscht wird, zeitlich fixierte Termine vereinbaren. Falls das GVU keine Terminvereinbarung treffen kann oder ohne angemessene Ankündigung nicht erscheint steht dem Kunden eine Entschädigung von £ 20 zu.

- Bereitstellung alternativer Heiz- und Kocheinrichtungen:

  Wenn die Gasversorgung eines als vorrangig eingestuften Abnehmers (z.B. Altenheime, Krankenhäuser) aufgrund einer geplanten Unterbrechung ausgesetzt wird, ist das GVU angehalten, innerhalb von 4 Stunden alternative Heiz- und Kocheinrichtung zur Verfügung zu stellen. Bei Unterbrechung der Gasversorgung aus einem anderen Grund (z.B. Notfall oder ungeplante Unterbrechung), bei der weniger als 250 Kunden betroffen sind, soll das GVU binnen 4 Stunden nach der Kenntnisnahme alternative Heiz- und Kocheinrichtung zur Verfügung zu stellen. Sind mehr als 250 Kunden betroffen, erhöht sich diese Frist auf 8 Stunden. Bei Nichteinhaltung aller 3 Aspekte entsteht ein Entschädigungsanspruch von £ 24.

Zum anderen gelten die sog. „Gas Transporter Overall Standards of Performance". Darin werden für jedes GVU bestimmte Anforderungen an die Servicequalität gestellt. Im Einzelnen sind dies:[97]

96 Vgl. Ofgem (2004a) , Ofgem (2005c) und Ofgem (2005e).
97 Vgl. Ofgem (2005f).

- Beantwortung von Telefonanfragen innerhalb von 30 Sekunden
- Eine schriftliche Ankündigung über Instandhaltungs- oder Erneuerungsarbeiten, die es nötig machen, die Gasversorgung zum Kunden zu unterbrechen. Die Ankündigung muss mindestens fünf Werktage vor der Unterbrechung erfolgen.
- Bei Unterbrechungen aufgrund von Notfällen oder anderen ungeplanten Gründen, die voraussichtlich länger als 24 Stunden andauern, soll das Unternehmen:
    - bei 250 oder weniger betroffenen Gebäuden jeden Kunden schriftlich oder mündlich über den Plan zur Wiederherstellung der Versorgung unterrichten und zwar innerhalb von zwölf Stunden ab dem Zeitpunkt, an dem die Unterbrechung dem Unternehmen bekannt geworden ist.
    - bei mehr als 250 betroffenen Gebäuden im entsprechenden Gebiet öffentliche Ankündigungen über den Plan und den Zeitpunkt zur Wiederherstellung der Versorgung erlassen (unter der Bedienung örtlicher Radiosender oder gleichartiger Mittel) und zwar innerhalb von zwölf Stunden ab dem Zeitpunkt, an dem die Unterbrechung dem Unternehmen bekannt geworden ist.
    - alle 24 Stunden nach der Bekanntgabe der Unterbrechung einen Fortschrittsbericht und revidierte Informationen über den erwarteten Zeitpunkt der Wiederherstellung der Versorgung liefern, es sei denn, die Kunden wurden bereits über den aktuellen Fortschritt und den voraussichtlichen Zeitpunkt der Wiederherstellung informiert.
- Bei Erhalt einer mündlichen oder schriftlichen Kundenbeschwerde bezüglich des Gastransports, von der das Unternehmen annehmen kann, dass der Kunde eine Antwort erwartet, soll das Unternehmen bei einer substanziellen Antwort innerhalb von zehn, ansonsten innerhalb von fünf Tagen nach Erhalt der Beschwerde antworten.
- Bei Meldung eines Gasnotfalls mit Gasaustritt, erheblichem Kohlenmonoxidaustritt, Rauchschwaden oder anderen gefährlichen Situationen, die das Gasnetz des Unternehmens betreffen, soll das Unternehmen so schnell wie möglich für den Einsatz eines Notfallserviceunternehmens an der betreffenden Stelle sorgen und zwar:
    - innerhalb einer Stunde nach Erhalt der vollständigen Details des Vorfalls bei unkontrollierten Gasaustritten oder anderen unkontrollierten Gasnotfällen

- innerhalb von zwei Stunden nach Erhalt der vollständigen Details des Vorfalls bei kontrollierten Gasaustritten oder anderen kontrollierten Gasnotfällen

Die aufgeführten Anforderungen müssen die Unternehmen zu einem vorgegebenen Prozentsatz einhalten. Allerdings gelten nicht alle Anforderungen für jedes Unternehmen, sondern werden individuell festgelegt. Eine Verletzung dieser Standards zieht keine Kompensationszahlungen nach sich, ggf. verhängt Ofgem aber Strafen.

Weiterhin sind die GVUs verpflichtet, vierteljährlich eine Befragung zur Kundenzufriedenheit durchzuführen.

Niederlande

Auch in den Niederlanden werden den Gasnetzbetreibern konkrete Vorgaben bezüglich der Servicequalität gemacht:[98]

- Ingenieure des Netzbetreibers müssen innerhalb von zwei Stunden nach der Benachrichtigung über eine Störung vor Ort sein
- Bei von Kunden veranlassten Arbeiten:
  - Bewerkstelligung kleinerer Arbeiten innerhalb von 3 Tagen
  - Bewerkstelligung größerer Arbeiten innerhalb von 10 Tagen
- Es gilt eine Vorankündigungsfrist von mindestens 3 Tagen bei geplanten Versorgungsunterbrechungen
- Bei ungeplanten Unterbrechungen muss umfangreich informiert werden
- Bei durch den Netzbetreiber verursachten Arbeiten innerhalb von Gebäuden muss die Terminabsprache mindestens 5 Tage im Voraus erfolgen
- Bei Terminabsprachen gilt ein Zeitfenster von 2 Stunden
- Kundenanfragen müssen innerhalb von 10 Tagen bearbeitet werden

4.5 Zwischenfazit

Internationale Erfahrungen mit einer Qualitätsregulierung innerhalb eines Anreizregulierungssystems gibt es in Europa bisher nicht.

98 Vgl. Schneider/Grönner (2005).

In den Niederlanden finden Qualitätserwägungen in der für die Regulierung der Netzentgelte maßgeblichen Revenue-Cap-Formel während der zweiten Regulierungsperiode 2005-2007 noch keine Berücksichtigung. Erst mit Beginn der dritten Periode ab 2008 soll ein Qualitätsparameter q eingeführt werden und eine weitere Variable zur Berücksichtigung regionaler Differenzen Eingang in die Berechnung finden.[99]

In Großbritannien beabsichtigte Ofgem ursprünglich, die der National Grid Gas im Rahmen der Revenue-Cap-Regulierung für die Verteilungsnetzebene zugestandenen Erlöse unter Verwendung der o. a. Daten auch von der Versorgungsqualität abhängig zu machen. Zu diesem Zweck sollten insbesondere für die Anzahl und die Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen bestimmte Qualitätsziele vorgegeben werden. Bei deren Unterschreitung (Überschreitung) wollte man die zulässige Erlösobergrenze um bis zu 2 % absenken (anheben). Die Umsetzung dieser Reformvorstellung war zuerst für 2004 vorgesehen, wurde dann aber um ein Jahr verschoben und ist mittlerweile ausgesetzt worden.

In Deutschland besteht ein umfangreiches Regelwerk, welches in den meisten in dieser Studie beschriebenen Qualitätsbereichen einen hohen Standard gewährleistet. Eine Qualitätsregulierung sollte dies auf alle Fälle berücksichtigen und darauf aufbauen. Im Folgenden werden weitere Überlegungen zu den einzelnen Qualitätsbereichen dargestellt.

Versorgungszuverlässigkeit

Versorgungsunterbrechungen sind bisher in der Gasversorgung in Deutschland nahezu unbekannt, da zur Reparatur von undichten Gasleitungen in der Regel die Abschaltung von Kunden oder die Außerbetriebnahme des Leitungssystems nicht notwendig ist. [100] Versorgungsunterbrechungen sind nach Expertenaussage stets mit größeren Mängeln bei der technischen Sicherheit verbunden. Eine kleinere Leckage an einem Gasnetz etwa führt nicht zu einer Versorgungsunterbrechung, kann aber eine Gefahr für die Allgemeinheit darstellen. Die Regulierung in diesem Bereich sollte sich also auf den einwandfreien und sicheren Betrieb der Netze konzentrieren. Allenfalls ergänzend dazu kann die Auswertung der nach §52 EnWG gemeldeten Zuverlässigkeitskenngrößen im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit erfolgen.

Physische Qualität des Gases

Das Qualitätsniveau in diesem Bereich kann als hoch bezeichnet werden. Im Großgasbereich werden hier z.T. verschiedene Messverfahren hintereinander angewendet, um eine hohe Messgenauigkeit bezüglich des Brennwerts zu erzielen. Sämtliche Messgeräte unterliegen eichrechtlichen Bestimmungen. Weiterhin sind die Regeln des DVGW

99 Vgl. NMa/DTe (2005b, S. 13f.).
100 Vgl. König (2005).

über die Anforderungen an Gasverbrauchseinrichtungen und die zu liefernde Gasqualität so aufeinander abgestimmt, dass erstere im Normalfall reibungslos arbeiten. Ein Schwachpunkt in diesem Bereich könnte allerdings die volumetrische Abrechnung bei kleineren Abnehmern sein. Lt. § 4 (4) AVBGasV kann das GVU den Druck und den Brennwert ändern, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist. Es besteht die Gefahr, dass GVUs aufgrund dieser Regelung eine minderwertigere Gasqualität liefern, als das in der Vergangenheit u.U. schon praktiziert wurde.[101] Dennoch scheint der Handlungsbedarf in diesem Bereich nach Expertenaussage eher gering, bzw. könnte sogar durch ein einfacheres Abrechnungssystem wie etwa in England Kosten eingespart werden.

Technische Sicherheit

Die Einbindung der technischen Sicherheit in eine Qualitätsregulierung kann nur im Rahmen von Mindeststandards erfolgen, da in diesem Bereich stets die Frage einer Gefährdung der Allgemeinheit durch Gasaustritte oder Explosionen berührt wird: Gas muss immer auch als Gefahrengut betrachtet werden. Hier kann auf der einen Seite argumentiert werden, dass es im Selbstinteresse der Unternehmen liegt, eine ausreichende Sicherheit zu gewährleisten, da alle mit einem Unfall oder einer Explosion verbundenen Kosten (Wiederherstellungskosten, Imageschaden etc.) höher liegen als bei regelmäßiger Reparatur und Instandhaltung. Weiterhin ist durch die brancheneigenen Regeln des DVGW eine Richtschnur vorgegeben, die einen hohen Sicherheitsstandard gewährleisten sollen.

Auf der anderen Seite ist, wie oben beschrieben, die Haftung der Gasversorger nach AVBGasV sowohl in der Höhe als auch rechtstechnisch (nur bei Fahrlässigkeit und Vorsatz) beschränkt, so dass hier unter dem Regime einer Anreizregulierung durchaus mit einer ökonomischen Kalkulation der Unternehmen im Sinne eines Trade-Offs zwischen den Kosten der Netzinstandhaltung und -erneuerung und den Kosten im Schadensfall gerechnet werden kann. Letztere hängen wiederum vom Schadensumfang und der Eintrittswahrscheinlichkeit ab. Dies kann zu einem Szenario führen, bei dem nur die Netzkomponenten erneuert werden, die das höchste Sicherheitsrisiko bergen. In dieser Hinsicht ist ebenfalls zu hinterfragen, ob die Regelungen des DVGW ausreichend sind, um Unfälle in ausreichendem Maße zu verhindern. Denn zunächst sind es nur Richtwerte, die nicht unbedingt eingehalten werden *müssen*.

Ferner finden sich in Deutschland, anders als etwa in der Schweiz und anderen Ländern, nur für Gashochdruckleitungen (mit $p > 16$ bar) Regelungen zu Sicherheitsabständen und Trassenführung (in der Gashochdruckverordnung). Bei Leitungen mit $p < 16$ bar führt die Nähe einer Bebauung zu keiner Einschränkung des Trassenverlaufs, eine Risikoanalyse für Leitungsnetze wird nicht verlangt.[102] Im Zuge der Einführung ei-

101 Vgl. Tietz (2004).
102 Vgl. König (2005).

ner Qualitätsregulierung sollte dies im Hinblick auf die technische Sicherheit der Gasversorgung mit in die Überlegungen einbezogen werden. Eine Risikoanalyse könnte dann als Steuerungsinstrument für Inspektions- und Erneuerungsmaßnahmen der Gasnetzkomponenten genutzt werden, insbesondere könnten das Alter der Leitungen und die Schadenshäufigkeit als hinreichende Indikatoren für notwendige Investitionen dienen.

Servicequalität

Grundsätzlich sind hier eine Vorgabe von Mindeststandards und eine entsprechende Entschädigung bei Nichteinhaltung wie in Großbritannien oder den Niederlande möglich. Eine Überarbeitung und Spezifizierung bzw. die gänzliche Ersetzung des §5 (3) AVBGasV durch eine entsprechende Qualitätsregel würde hier zu einer Stärkung der Endverbraucher führen. Die Frage der Servicequalität stellt sich jedoch insbesondere bei Versorgungsbeeinträchtigungen für den Kunden. Da diese, wie oben beschrieben, in der deutschen Gaswirtschaft im Moment jedoch äußerst selten sind und eine Qualitätsregulierung, die sich auf die technische Sicherheit der Gasnetze fokussiert, dieser Tatsache eher förderlich ist, ist auch eine Regulierung der Gasnetzbetreiber im Bereich Servicequalität eher als weniger wichtig anzusehen.

5 Schlussbemerkungen und Fazit

Im Rahmen dieses Diskussionsbeitrages wurde analysiert, ob und wenn ja wie Qualität in den Rahmen einer Anreizregulierung eingebunden werden sollte. Neben den theoretischen Grundlagen in Kapitel 2 wurden dazu mögliche Messkonzepte für die verschiedenen Qualitätsdimensionen in Strom- (Kapitel 3) und Gasnetzen (Kapitel 4) sowie deren Aussagegehalt näher beleuchtet.

Aus theoretischer Sicht kann zusammenfassend festgehalten werden, dass eine Regulierungsnotwendigkeit besteht, da es unter einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung zu einem nachhaltig wirkenden Minderanreiz für Qualitätsinvestitionen kommt. Bei der Wahl eines adäquaten Regulierungsansatzes besteht das Hauptproblem für den Regulierer in der Bestimmung des anzustrebenden Qualitätsniveaus. Zum einen ist Versorgungsqualität im Kontext der Strom- und Gasnetze ein multidimensionales Problem. Neben der Versorgungszuverlässigkeit sind die physische Qualität, die operative Versorgungssicherheit sowie die Servicequalität zu nennen, was die Frage nach geeigneten Gewichtungen der einzelnen Dimensionen aufwirft. Zum anderen besteht eine erhebliche Informationsasymmetrie insbesondere zwischen Netzbetreibern auf der einen Seite und der Regulierungsbehörde auf der anderen Seite. Zu guter letzt ist das anzustrebende Niveau ein dynamisches Phänomen. Veränderungen über die Zeit ergeben sich sowohl bezüglich der Kosten der Qualitätsbereitstellung (technischer Fortschritt) als auch bezüglich der Zahlungsbereitschaften der Verbraucher (Einkommensänderungen).

Diesen Bedingungen sollte auch der Implementierungsprozess einer Qualitätsregulierung in Deutschland Rechnung tragen. Es sollte davon Abstand genommen werden, ein möglichst umfassendes System bereits zu Beginn einzuführen. Zum einen ist die Informationslage viel zu unzureichend und zum anderen sind die Anpassungsreaktionen der Netzbetreiber nur schwer vorhersehbar. Daher ist ein schrittweises Vorgehen anzuraten, wie es auch für die meisten hier vorgestellten ausländischen Modelle charakteristisch ist. Bevor es zu einer integrierten Qualitäts- und Preis-/Erlösregulierung kommt, sollte eine Phase der Definition möglicher Qualitätsindikatoren sowie diesbezüglicher Verfahren zur Messung, Datenerfassung und Übermittlung vorgenommen werden, um schrittweise die bestehenden Informationsasymmetrien aufzulösen. In dieser Zeit zu Beginn der Anreizregulierung ist ein Rückgriff auf Standards durchaus bedenkenswert, um der latenten Gefahr einer Verschlechterung der angebotenen Qualität von Beginn an entgegenzuwirken. Hinsichtlich der Setzung der Standards sollte berücksichtigt werden, dass beim Übergang von einem bisher kostenorientierten in ein anreizorientiertes System die Netzbetreiber zwar ihre Anstrengungen mindern werden, dies jedoch in Deutschland vermutlich von einem überhöhten Startniveau aus erfolgt – jedenfalls aus wohlfahrtstheoretischer Sicht.

Aufgrund der Dynamik des anzustrebenden Qualitätsniveaus handelt es sich letztendlich um einen Suchprozess. Diesem wird aus regulatorischer Sicht am besten über die

Verwendung symmetrischer Ansätze begegnet, da sie eine gewisse Flexibilität beinhalten und somit einer wettbewerblichen Anreizstruktur am nahesten kommen. Wettbewerbsmärkte zeichnen sich u.a. dadurch aus, dass sie einen solchen Suchprozess möglichst effizient organisieren. Ziel einer zweiten Phase sollte daher die Integration eines Qualitätsfaktors in die Preis- bzw. Erlösobergrenze sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es zu zeitlichen Verzögerungen kommt, bis Maßnahmen der Netzbetreiber zur Qualitätsverbesserung tatsächlich wirksam und somit für die Regulierungsbehörde validierbar werden. Bezüglich der Verwendung symmetrischer Ansätze ist § 21a (5) EnWG kritisch zu hinterfragen, der zwar über eine Kann-Vorschrift generell die Möglichkeit einer Adjustierung der Preis- oder Erlösobergrenzen zulässt, jedoch nur den Fall einer Senkung im Fall eines Verstoßes gegen Qualitätsvorgaben vorsieht.

Neben den rein wohlfahrtsökonomisch geleiteten Betrachtungen zum Regelungsrahmen wurde für die konkrete Situation der deutschen Strom- und Gasnetze vor dem Hintergrund der internationalen Erfahrungen eruiert, welche der vier grundsätzlichen Qualitätsdimensionen sich für eine Erfassung im Rahmen einer Anreizregulierung eignen und in welcher Form eine solche Berücksichtigung vonstatten gehen könnte. Bei Stromnetzen stellt das Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit als Merkmal für eine unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung mit Abstand den wichtigsten Qualitätsaspekt dar, da es den gesamten operativen Kern des Netzbetriebs umfasst, was auch durch die im Rahmen dieser Studie vorgestellten Ansätze des europäischen Auslands bestätigt wird. Kennzahlen zur Messung spezifizieren die Zuverlässigkeit bezüglich den Dimensionen Zeit und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen. Bei der Anwendung der genannten Maßzahlen ist zu beachten, dass bei deren Berechnung bestimmte Freiheitsgrade bestehen, z.B. auf welche Art und Weise die Anzahl der von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden statistisch erfasst wird. Es handelt sich dabei ferner ausschließlich um historische Verhältniszahlen, die Qualität entweder aus Netzsicht (generelle Standards) oder aus Kundensicht (garantierte Standards) messen. Für die Einbindung in ein Regulierungsregime darf nicht außer Acht gelassen werden, dass für eine statistisch aussagekräftige Mittelwertbildung von Zuverlässigkeitskennzahlen ein längerer Zeitraum über mehrere Jahre zugrunde gelegt werden sollte.

Für das deutsche Stromnetz existiert bereits eine verbandsinterne Datenbasis (VDN), auf deren Grundlage sich die beschriebenen Kennzahlen berechnen lassen. Bei den bisher ermittelten Maßzahlen handelt es sich allerdings um reine Systemkenngrößen, die für einzelne Versorgungsgebiete ermittelt werden. Zukünftig erscheint es sinnvoll, insbesondere auf der Mittelspannungsebene aufgrund ihrer zentralen Rolle für die Versorgungszuverlässigkeit eine detailliertere Erfassung von Unterbrechungen für einzelne Mittelspannungskunden darzustellen, zusammen mit einer zeitlichen Beschreibung des Störungsverlaufs. Um diese zusätzlichen Informationen bereitstellen zu können, ist eine einzelstationsbezogene Störungsstatistik notwendig.

Die Bedeutung der Spannungsqualität sowie der Formulierung technischer Normen im Rahmen der operativen Versorgungssicherheit wird in Deutschland anhand festgelegter

Regelwerke vorgegeben. Auch bei der beispielhaften Darstellung der europäischen Ländervergleiche nehmen die beiden genannten Qualitätsdimensionen in den jeweiligen Regulierungsregimes keine zentrale Rolle ein. Servicequalität spielt zwar aktuell in Großbritannien eine große Rolle, stellt aber einen schwer fassbaren Aspekt der Versorgungsqualität dar, was durch die zum Teil deutlich voneinander abweichenden Abgrenzungen in den betrachteten Staaten verdeutlicht wird. Daraus folgt, dass sich für eine Integration des Qualitätsaspekts in die Preis- oder Erlösobergrenze bei Stromnetzen am besten die Kennzahlen für die Versorgungszuverlässigkeit eignen, wobei sowohl die Zeit- als auch die Häufigkeitsdimension von Störungsfällen Eingang finden sollten. Der Faktor Servicequalität wäre zwar eine wünschenswerte Ergänzung, ist zum momentanen Zeitpunkt aber aufgrund der methodischen Probleme bei der Erfassung nur bedingt umsetzbar.

In Deutschland besteht für die Gasnetze ein umfangreiches Regelwerk, welches in den meisten in dieser Studie beschriebenen Qualitätsbereichen einen hohen Standard gewährleistet. So sind Versorgungsunterbrechungen in der Gasversorgung in Deutschland bisher nahezu unbekannt. Sie sind vielmehr stets mit größeren Mängeln bei der technischen Sicherheit verbunden. Eine kleinere Leckage an einem Gasnetz führt in der Regel nicht zu einer Versorgungsunterbrechung, kann aber eine Gefahr für die Allgemeinheit darstellen. Die Regulierung in diesem Bereich sollte sich daher auf den einwandfreien und sicheren Betrieb der Netze konzentrieren. Allenfalls ergänzend dazu kann die Auswertung der nach §52 EnWG gemeldeten Zuverlässigkeitskenngrößen im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit erfolgen. Bei der physischen Qualität des Gases sind die Regeln des DVGW über die Anforderungen an Gasverbrauchseinrichtungen und die zu liefernde Gasqualität so aufeinander abgestimmt, dass erstere im Normalfall reibungslos arbeiten. Ein Schwachpunkt in diesem Bereich könnte allerdings die volumetrische Abrechnung bei kleineren Abnehmern sein. Gemäß § 4 (4) AVBGasV kann das GVU den Druck und den Brennwert ändern, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist. Es besteht die Gefahr, dass GVUs aufgrund dieser Regelung eine minderwertigere Gasqualität liefern.

Die Einbindung der technischen Sicherheit in eine Qualitätsregulierung kann nur im Rahmen von Mindeststandards erfolgen, da in diesem Bereich stets die Frage einer Gefährdung der Allgemeinheit durch Gasaustritte oder Explosionen berührt wird, d.h. Gas immer auch als Gefahrengut betrachtet werden muss. Ein Problem könnte in diesem Bereich dadurch entstehen, dass die Haftung der Gasversorger nach AVBGasV sowohl in der Höhe als auch rechtstechnisch (nur bei Fahrlässigkeit und Vorsatz) beschränkt ist, so dass hier unter dem Regime einer Anreizregulierung durchaus mit einer ökonomischen Kalkulation der Unternehmen im Sinne eines Trade-Offs zwischen den Kosten der Netzinstandhaltung und -erneuerung und den Kosten im Schadensfall gerechnet werden kann. In dieser Hinsicht ist ebenfalls zu hinterfragen, ob die Regelungen des DVGW ausreichend sind, um Unfälle in ausreichendem Maße zu verhindern, da es sich zunächst nur um Richtwerte handelt, die nicht unbedingt eingehalten werden müssen. Ferner gibt es in Deutschland Regelungen zu Sicherheitsabständen und Tras-

senführung nur für Gashochdruckleitungen (größer als 16 bar). Im Zuge der Einführung einer Qualitätsregulierung sollte dies im Hinblick auf die technische Sicherheit der Gasversorgung mit in die Überlegungen einbezogen werden. Eine Risikoanalyse könnte dann als Steuerungsinstrument für Inspektions- und Erneuerungsmaßnahmen der Gasnetzkomponenten genutzt werden, insbesondere könnten das Alter der Leitungen und die Schadenshäufigkeit als hinreichende Indikatoren für notwendige Investitionen dienen. Die Frage der Servicequalität stellt sich insbesondere bei Versorgungsbeeinträchtigungen für den Kunden. Da diese in der deutschen Gaswirtschaft im Moment jedoch äußerst selten sind und eine Qualitätsregulierung, die sich auf die technische Sicherheit der Gasnetze fokussiert, dieser Tatsache eher förderlich ist, ist eine Regulierung der Gasnetzbetreiber im Bereich Servicequalität eher als weniger wichtig anzusehen.

Abschließend sei noch einmal auf die unterschiedlichen Gewichtungen der einzelnen Qualitätsdimensionen in den beiden Netzbereichen hingewiesen. Während im Stromnetz das Hauptaugenmerk auf der Versorgungszuverlässigkeit liegt, haben im Gasnetz die technische Sicherheit und die physische Qualität eine herausragende Bedeutung. Dies ist bei der Ermittlung der im entsprechenden Netzbereich vorherrschenden Versorgungsqualität zu berücksichtigen – z.B. über die Vergabe entsprechender Gewichte im Rahmen der Berechnung eines Gesamtqualitätsindexes.

Literaturverzeichnis

Accent Marketing & Research (2004), Consumer Expectations of DNOs and WTP for Improvements in Service. Report, London, Juni 2004.

Ajodhia, V. und R. Hakvoort (2005), Economic regulation of quality in electricity distribution networks, Utilities Policy 13, 211-221.

Angenendt, N., O. Franz, M. Stronzik und M. Wissner (2006), Strukturmerkmale und Markteintrittsbarrieren des deutschen Strommarktes – Eine ex-post Analyse der Entwicklung seit 1996, WIK-Diskussionsbeiträge (erscheint 2006), Bad Honnef.

AVBEltV (1979): Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden, in der Fassung vom 21. Juni 1979

Averch, H. und L. Johnson (1962), Behavior of the firm under regulatory constraint, American Economic Review 52, 1052-1069.

Blankart, Ch. B. (1991), *Öffentliche Finanzen in der Demokratie: Einführung in die Finanzwissenschaft*, München.

Borrmann, Jörg und Jörg Finsinger (1999), Markt und Regulierung, München (Vahlen).

Bundesnetzagentur (2006): Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen, Bonn, 22.2.2006

CEER (2001), Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on actual Levels, Standards and Regulatory Strategies, Brüssel.

Chamberlin, E. (1933), The Theory of Monopolistic Competition, Cambridge, MA.

DTe (2002), Yardstick Competition. Regional Electricity Network Companies, Second Regulatory Period, Information and Consultation Document, Den Haag, 20 November 2002.

DVGW (1999), DVGW Nachrichten, Nr.4, Dezember 1999, 5.

ELSTER (2004), Elster Journal, 2/2004, 14-15.

Energimyndigheten (2005), Performance Assessment Model. Description of Model, Eskilstuna.

Finsinger, Jörg (1991), Wettbewerb und Regulierung, München (VVF).

Friesenecker, W. et al. (2003), Lastknotenspezifische Erfassung von Versorgungsunterbrechungen und deren Anwendungsmöglichkeiten im liberalisierten Markt, o. O.

Fritsch, Michael, Thomas Wein und Hans-Jürgen Ewers (2001), Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 4. Auflage, München (Vahlen).

Fritz, W. (2003), Welchen Wert hat die Netzqualität?, e/m/w, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 6/2003, S. 11-15.

Gammelgard, M. und T. Solver (2004), The Network Performance Assessment Model as a Regulatory Tool – Focusing on Objectives and Goals, Royal Institute of Technology/KTH, Stockholm.

Garvin, David A. (1984), What Does ‚Product Quality' Really Mean?, Sloan Management Review, 25, S. 25 – 43.

George, D.A. (1998), Product Quality Under Regulated Monopoly, Working Paper Nr. 98-29, University of Edinburgh.

Haber, A. und A. Rodgarkia-Dara (2005): Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, E-Control Working Papers, Nr. 16, Wien, Dezember 2005.

Haller, Sabine (1995), Beurteilung von Dienstleistungsqualität, Wiesbaden (DUV).

Heggset, J. und G.H. Kjölle (2001), Quality of supply in the deregulated Norwegian power system, www.nve.no.

Hense, A. und D. Schäffner (2004), Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, WIK-Diskussionsbeiträge, Nr. 254, Bad Honnef, Juni 2004.

Hentschke, D. (2004), Das DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“ – Sachstandsbericht über die Kontrollen der Gasabrechnung durch die Eichbehörden von Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen.

Holt, L. (2005), Utility service quality – Telecommunications, electricity, water, Utilities Policy 13, 189-200.

Homann, K. und R. Hüning (Hrsg.) (1997), Handbuch der Gas-Rohrleitungs-Technik, 2.Aufl., München 1997.

IEEE (2004): IEEE Std 1366™-2003: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, Ai 2004.

Joskow, P. L. (2006), Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks, January 21, 2006.

Kaufmann, L. und M.N. Lowry (1999), Price Cap Regulation of Power Distribution, Pacific Economics Group, Madison.

Kikodoro, Y. (2002), The Effects of Regulatory Reform on Quality, Journal of the Japanese and International Economics 16, 135-146.

König, D. (2005), Risikoanalyse von Gasversorgungsnetzen unter regulatorischen Aspekten, Präsentation am 1./2. Juni 2005 in Köln.

Kruse, Jörn (1985), Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen (Vandenhoeck & Ruprecht).

Laffont, J.-J. und J. Tirole (2000), Competition in Telecommunications, Cambridge, MA.

Langset, T. (2001), Quality Dependent Revenues – Incentive Regulation of Quality of Supply, World Energy Council, 18th Congress, Buenos Aires, Oktober 2001.

Langset, T., F. Trengereid, K. Samdal und J. Heggset (2001), Quality dependent revenue caps – A model for quality of supply regulation, Proceedings of CIRED 2001, Amsterdam.

Meyrick & Associates (2002), Electricity Service Quality Incentives Scoping Paper, prepared for Queensland Competition Authority, 4 Juli 2002.

Musgrave, R.A. (1959), *The Theory of Public Finance*, New York.

Nelson, P. (1970), Information and consumer Behaviour, Journal of Political Economy, 78, 311 – 329.

Neu, W. / Speckbacher, W. / Stumpf, U. (1992): Preisregulierung im Monopolbereich des Postdienstes, WIK – Diskussionsbeitrag Nr. 92, Bad Honnef.

NMa/DTe (2005a), Annual Report 2004, Den Haag.

NMa/DTe (2005b), Decision of the Executive Board of the Netherlands Competition Authority amending the decision of 31 August 2004 (reference 101732-31), adopting the method of price capping to promote efficient operations, pursuant to section 81(1) of the Gas Act, Den Haag.

NVE (2005), Regulations relating to the quality of supply in the Norwegian power system, Oslo.

Ofgem (2001), Information and Incentives Project. Incentive Schemes, Final Proposals. Decision Document, London, December 2001.

Ofgem (2004a), 2002/03 Gas Distribution Quality of Supply Report, London, March 2004.

Ofgem (2004b), 2003/04 Electricity Distribution Quality of Service Report, London, November 2004.

Ofgem (2004c), Electricity transmission network reliability incentive schemes. Final proposals, London, December 2004.

Ofgem (2005a), Gas Distribution Quality of Service Regulatory Instructions and Guidance. Version 3, London, March 2005.

Ofgem (2005b), Quality of Service Regulatory Instructions and Guidance. Version 5, London, March 2005.

Ofgem (2005c), 2003/04 Gas Distribution Quality of Service Report, London, April 2005.

Ofgem (2005d), 2004/05 Electricity Distribution Quality of Service Report, London, November 2005.

Ofgem (2005e), 2004/05 Gas Distribution Quality of Service Report, London, December 2005.

Ofgem (2005f), Gas Transporter Overall Standards of Performance, http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/work/index.jsp?section=/areasofwork/qualityservice/qualityofsupply01, 15. Februar 2006.

Robinson, J. (1933), The Economics of Imperfect Competition, London.

RWTH Aachen (2006): RAMSES - Reliability Analysis Methods for Electrical Systems, http://www.iaew.rwth-aachen.de/forschungsgruppen/versorgungsqualitaet/ramses_de.htm, 15. Februar 2006.

Sand, K., K. Samdal und H. Seljeseth (2004), Quality of Supply Regulation – Status and Trends.

Sappington, D.E. (2005), Regulating Service Quality: A Survey, Journal of Regulatory Economics 27, 123-154.

Schwan, M. (2005): Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken im regulierten Markt, Vortrag im Rahmen des FGE-Kolloquiums am 16. Juni 2005 in Aachen

Schneider, J. und J. Grönner (2005), Anreizregulierung und Qualitätsvorgaben am Beispiel der Niederlande, Präsentation am 15. November 2005.

Schneider, F. / Kollmann, A. Tichler, R. (2005): Netztarife in Österreich: Bestandsaufnahme und internationaler Vergleich, Universität Linz, Januar 2005

Steinbauer (2001): Erfassung und Beurteilung von Störungen in elektrischen Netzen, Graz

Tersztyanszky, T. (2003), Methods and Procedures Requirements for Monitoring and Improvement of Supply Quality in Hungary, Paper No. 311.

Tietz, J. (2004), Die große Luft-Nummer, Der Spiegel, 33/2004, 9. August 2004.

Tugendreich, B. und Ch. von Hammestein (2005), Die Liberalisierung des Messwesens, in: e/m/w, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 5/2005, 14-17.

Vickers, J. und G. Yarrow (1998), Privatization: An Economic Analysis, Cambridge, MA.

UNIPEDE (1997): UNIPEDE Distribution Study Comittee, Group of Experts (Chairman: Start, D.): Service Quality (DISQUAL): Availability of Supply Indices. Ref. 05005REN9733, 1997.

VDN (2004), VDN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Anleitung, 5. Ausgabe, Berlin, Dezember 2004.

Wagner, R. und B. Cohnen (2005), Sicherung der Versorgungsqualität unter Anreizregulierung – Ansätze aus UK und Niederlanden, e/m/w, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 2/2005, 1-6.

Wernekinck, U. (2005), Einführung in die Thematik der thermischen Gasabrechnung, in: Wernekinck, U. (Hrsg.), Gasmessung und Gasabrechnung, 3.Aufl., Essen 2005.

Williamson, B. (2002), Ofgem's IIP and the longer-term regulatory framework of incentives service quality, Power UK 95, 31-34.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

Nr. 191: Alfons Keuter:

Beschäftigungseffekte neuer TK-Infrastrukturen und -Dienste, Januar 1999

Nr. 192: Wolfgang Elsenbast:

Produktivitätserfassung in der Price-Cap-Regulierung – Perspektiven für die Preisregulierung der Deutschen Post AG, März 1999

Nr. 193: Werner Neu, Ulrich Stumpf, Alfons Keuter, Lorenz Nett, Cara Schwarz-Schilling:

Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in ausgewählten Ländern, April 1999

Nr. 194: Ludwig Gramlich:

Gesetzliche Exklusivlizenz, Universaldienstpflichten und "höherwertige" Dienstleistungen im PostG 1997, September 1999

Nr. 195: Hasan Alkas:

Rabattstrategien marktbeherrschender Unternehmen im Telekommunikationsbereich, Oktober 1999

Nr. 196: Martin Distelkamp:

Möglichkeiten des Wettbewerbs im Orts- und Anschlußbereich des Telekommunikationsnetzes, Oktober 1999

Nr. 197: Ulrich Stumpf, Cara Schwarz-Schilling unter Mitarbeit von Wolfgang Kiesewetter:

Wettbewerb auf Telekommunikationsmärkten, November 1999

Nr. 198: Peter Stamm, Franz Büllingen:

Das Internet als Treiber konvergenter Entwicklungen – Relevanz und Perspektiven für die strategische Positionierung der TIME-Player, Dezember 1999

Nr. 199: Cara Schwarz-Schilling, Ulrich Stumpf:

Netzbetreiberportabilität im Mobilfunkmarkt – Auswirkungen auf Wettbewerb und Verbraucherinteressen, Dezember 1999

Nr. 200: Monika Plum, Cara Schwarz-Schilling:

Marktabgrenzung im Telekommunikations- und Postsektor, Februar 2000

Nr. 201: Peter Stamm:

Entwicklungsstand und Perspektiven von Powerline Communication, Februar 2000

Nr. 202: Martin Distelkamp, Dieter Elixmann, Christian Lutz, Bernd Meyer, Ulrike Schimmel:

Beschäftigungswirkungen der Liberalisierung im Telekommunikationssektor in der Bundesrepublik Deutschland, März 2000

Nr. 203: Martin Distelkamp:

Wettbewerbspotenziale der deutschen Kabel-TV-Infrastruktur, Mai 2000

Nr. 204: Wolfgang Elsenbast, Hilke Smit:

Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der Marktöffnung auf dem deutschen Postmarkt, Mai 2000

Nr. 205: Hilke Smit:

Die Anwendung der GATS-Prinzipien auf dem Postsektor und Auswirkungen auf die nationale Regulierung, Juni 2000

Nr. 206: Gabriele Kulenkampff:

Der Markt für Internet Telefonie - Rahmenbedingungen, Unternehmensstrategien und Marktentwicklung, Juni 2000

Nr. 207: Ulrike Schimmel:

Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in Australien, August 2000

Nr. 208: Franz Büllingen, Martin Wörter:

Entwicklungsperspektiven, Unternehmensstrategien und Anwendungsfelder im Mobile Commerce, November 2000

Nr. 209: Wolfgang Kiesewetter:

Wettbewerb auf dem britischen Mobilfunkmarkt, November 2000

Nr. 210: Hasan Alkas:

Entwicklungen und regulierungspolitische Auswirkungen der Fix-Mobil Integration, Dezember 2000

Nr. 211: Annette Hillebrand:

Zwischen Rundfunk und Telekommunikation: Entwicklungsperspektiven und regulatorische Implikationen von Webcasting, Dezember 2000

Nr. 212: Hilke Smit:

Regulierung und Wettbewerbsentwicklung auf dem neuseeländischen Postmarkt, Dezember 2000

Nr. 213: Lorenz Nett:

Das Problem unvollständiger Information für eine effiziente Regulierung, Januar 2001

Nr. 214: Sonia Strube:

Der digitale Rundfunk - Stand der Einführung und regulatorische Problemfelder bei der Rundfunkübertragung, Januar 2001

Nr. 215: Astrid Höckels:

Alternative Formen des entbündelten Zugangs zur Teilnehmeranschlussleitung, Januar 2001

Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:

Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001

Nr. 217: Ingo Vogelsang:

Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001

Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:

Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001

Nr. 219: Hasan Alkas:

Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001

Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:

Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001

Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:

Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001

Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:

Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001

Nr. 223: Lorenz Nett:

Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001

Nr. 224: Dieter Elixmann:

Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001

Nr. 225: Antonia Niederprüm:

Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001

Nr. 226: Ingo Vogelsang
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhrl

Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001

Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:

Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001

Nr. 228: Astrid Höckels:

Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001

Nr. 229: Anette Metzler:

Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001

Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:

Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002

Nr. 231: Ingo Vogelsang:

Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002

Nr. 232: Ulrich Stumpf:

Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002

Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:

Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002

Nr. 234: Hasan Alkas:

Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002

Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:

Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002

Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:

Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002

Nr. 237: Hilke Smit:

Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002

Nr. 238: Hilke Smit:

Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002

Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:

Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002

Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:

Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003

Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus, Joachim Scherer, Sonia Strube Martins, Ingo Vogelsang:

Eckpunkte zur Ausgestaltung eines möglichen Handels mit Frequenzen, Februar 2003

Nr. 242: Christin-Isabel Gries:

Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang, April 2003

Nr. 243: Wolfgang Briglauer:

Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003

Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:

Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003

Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:

Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003

Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:

Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003

Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:

Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003

Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:

"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003

Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:

Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003

Nr. 250: Ralf G. Schäfer:

Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003

Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:

Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004

Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:

Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004

Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:

Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004

Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:

Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004

Nr. 255: Andreas Hense:

Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004

Nr. 256: Peter Stamm:

Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004

Nr. 257: Christin-Isabel Gries:

Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004

Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:

Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004

Nr. 259: Daniel Schäffner:

Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004

Nr. 260: Sonja Schölermann:

Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004

Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélia Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:

Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005

Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:

Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005

Nr. 263: Andreas Hense:

Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005

Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:

VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005

Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:

Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005

Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:

Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005

Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:

Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005

Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:

Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005

Nr. 269: Ingo Vogelsang:

Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005

Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:

Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005

Nr. 271: Sonja Schölermann:

Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005

Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:

Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006

Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:

Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006