

Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens

Christian Growitsch

Matthias Wissner

Nr. 298

September 2007

**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	IV
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Einführung	1
2 Technische Ausgangssituation	3
2.1 Vom Zähler zur Rechnung	3
2.2 Messeinrichtungen: Gesetzliche Anforderungen und technischer Stand	6
2.2.1 Gesetzliche Anforderungen	6
2.2.2 Technischer Stand der Zähler	7
3 Rechtliche Ausgangssituation	10
4 Marktanalyse	16
4.1 Marktsituation	16
4.2 Theoretische Marktbetrachtung	18
4.2.1 Nutzenzuwachs durch Liberalisierung	18
4.2.2 Markthemmnisse	21
4.3 Quantitative Analyse	23
4.3.1 Deskriptive Statistiken	24
4.3.2 Paneldatenanalyse	25
5 Ökonomische Implikationen von Smart Metering-Systemen	27
5.1 Chancen und Potenziale	27
5.2 Wirkung der Preisdifferenzierung	29
6 Erfahrungen im Ausland	33
6.1 Großbritannien	33
6.1.1 Rahmenbedingungen und Regulierung	33
6.1.2 Die Entwicklung des Wettbewerbs	35
6.1.3 Fortschritte im Bereich Smart Metering	36

6.2	Niederlande	38
6.2.1	Rahmenbedingungen	38
6.2.2	Die Entwicklung des Wettbewerbs	38
6.2.3	Fortschritte im Bereich Smart Metering	40
7	Implikationen für die Zukunft	42
7.1	Regulierungsbedarf im Mess- und Zählwesen	42
7.2	Perspektiven	42
	Literaturverzeichnis	44
	Anhang	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Prozess des Messens und Abrechnens	3
Abbildung 2-2:	Standardlastprofil eines Haushaltskunden (H0) für einen Werktag in der Übergangszeit (Frühjahr/Herbst)	5
Abbildung 3-1:	Vertragsverhältnisse und Handlungsoptionen im liberalisierten Energiemarkt in Deutschland	13
Abbildung 4-1:	Cournot-Preisbildung im natürlichen Monopol	19
Abbildung 4-2:	Wohlfahrtsgewinne durch Liberalisierung	20
Abbildung 4-3:	Gefahr der Quersubventionierung	23
Abbildung 5-1:	Tarifangebot der ENEL	27
Abbildung 5-2:	Elastische Nachfragekurve zur Spitzenlastzeit	29
Abbildung 5-3:	Elastische Nachfragekurve zur Schwachlastzeit	31
Abbildung 5-4:	Entwicklung des Base- und Peak-Strompreises an der EEX	32
Abbildung 6-1:	Der Markt für Messstellenbetrieb und Zählerbereitstellung in Großbritannien	35
Abbildung 6-2:	Niederlande: Kosten und Nutzen von Smart Metering für einzelne Akteure	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Eichfehlergrenzen von Gasmessinstrumenten	6
Tabelle 3-1	Geschäftsprozesse und Verantwortlichkeiten im Messwesen	14
Tabelle 4-1:	Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen durch Dritte	17
Tabelle 4-2:	Entwicklung der Messpreise ohne Leistungsmessung -Niederspannung	24
Tabelle 4-3:	Schätzung Messpreise ohne Leistungsmessung – Niederspannung I	25
Tabelle 4-4:	Schätzung Messpreise ohne Leistungsmessung – Niederspannung II	26
Tabelle 6-1:	Ansetzbare Tätigkeiten des Messstellenbetriebs	34
Tabelle 6-2:	Durchschnittliche Tarife für Messdienstleistungen in den Niederlanden im Kleinverbrauchssektor - Strom (in € pro Jahr)	39
Tabelle A-1:	Entwicklung der Messpreise mit Leistungsmessung - Niederspannung	46
Tabelle A-2:	Entwicklung der Messpreise mit Leistungsmessung - Mittelspannung	46

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Advanced Metering Management
AMR	Advanced Meter Reading
BTOEIt	Bundestarifordnung Elektrizität
DSL	Digital Subscriber Line
DTe	Dienst uitvoering en toezicht Energie
eHZ	elektronischer Haushaltszähler
EDM	Energiedaten-Managementsysteme
EEG	Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ET	Eintarifzähler
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GasGVV	Gasgrundversorgungsverordnung
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
MAP	Meter Asset Provision
MOp	Meter Operation
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
PLC	Power Line Communication
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZT	Zweitarifzähler

Zusammenfassung

Im Jahre 2005 erfolgte im Zuge der EnWG-Novelle auch eine Liberalisierung des bis dahin den Netzbetreibern vorbehaltenen Zähl- und Messwesens in Deutschland. Während der Bereich des Messstellenbetriebs, also der Einbau, der Betrieb und die Wartung der Zähler, bereits freigegeben ist, wartet der Prozess der Messung, d.h. der Ableitung, Aufbereitung und Weitergabe der Messdaten, auf die Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung durch die Bundesregierung. Derzeit sind 16 Unternehmen als Messstellenbetreiber beim VDN registriert, neun sind unabhängig von einem Netzbetreiber. Die Zahl der Anfragen nach Messstellenbetrieb durch Dritte lag im Jahre 2005 bei ca. 2000, also noch im Promillebereich angesichts von ca. 40 Mio. Zählern alleine in den privaten Haushalten. Durch die Liberalisierung sind grundsätzlich Wohlfahrtsgewinne zu erwarten, da der Übergang von einem monopolistischen bzw. regulierten Umfeld hin zu einem wettbewerblichen Markt mit grenzkostenorientierter Preisbildung stattfindet. Derzeit bestehen allerdings noch erhebliche Hindernisse, die den Zutritt neuer Akteure erschweren. So existieren z.B. hohe Marktzutrittskosten, da spezifische Technologien und Prozesse der einzelnen Netzbetreiber zu mangelnder Interoperabilität beim Einsatz der Messgeräte neuer Anbieter in Netzen dritter Netzbetreiber führen. Daraus resultieren zu hohe Transaktionskosten. Die quantitative Analyse von Netznutzungsentgelten und Zähl- und Messpreisen der Netzbetreiber für den Zeitraum von 2000 bis 2006 ergab im Zeitablauf leicht fallende Messpreise.

Parallel zur Liberalisierung des Marktes fand bei den Zählern selbst ein Technologiesprung statt. Die Fähigkeiten intelligenter Zähler (Smart Meter) gehen weit über die der mechanischen Ferrariszähler hinaus und könnten so die Grundlage für effizientere Prozessabläufe und neue Produkte und Dienstleistungen bilden. So ist z.B. das Angebot zeitvariabler Tarife möglich oder die einfachere Einbindung von Endverbrauchern in das Netzlastmanagement.

In anderen Ländern wurden differenzierte Liberalisierungsansätze gewählt. In Großbritannien waren vormals die Netzbetreiber für den Zählereinbau und –betrieb zuständig. Die Befugnis zur Wahl des Messstellenbetreibers wurde im Zuge der Liberalisierung auf die Lieferanten übertragen, die die Messstellenbetreiber zumeist über Ausschreibungen auswählen. Im Strombereich erfolgt der Messstellenbetrieb so schon zu 20% auf wettbewerblicher Basis. In den Niederlanden sind die Endverbraucher dazu berechtigt, Messstellenbetrieb und Messung selbst durchzuführen oder einen Dritten zu beauftragen. Das Angebot neuer Dienstleister konzentriert sich dort aber bisher hauptsächlich auf den leistungsgemessenen Bereich.

Regulatorischer Handlungsbedarf in Deutschland besteht hauptsächlich bezüglich einer genauen Kostenprüfung der einzelnen Prozesse Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der Netzbetreiber, um Quersubventionierung zwischen diesen Bereichen auszuschließen. Auch sollte alsbald die Freigabe der Dienstleistung „Messen“ erfolgen.

Summary

With the reform of the German energy law in 2005, the liberalisation of metering activities that were previously reserved to grid operators was implemented. While the process of meter operation, i.e. installation, operation and maintenance of meters is already opened, the process of meter reading, i.e. data retrieval, data preparation and data processing needs a corresponding enactment by the Federal Government to be liberalised. Currently there are 16 companies registered at the German Association of Grid Operators (VDN), about 6 to 9 of them are independent of any grid operator. The number of requests to carry out meter operations by third parties amounted to about 2000 in 2005, which is still negligible with respect to about 40 Mio meters in households alone. Liberalisation is expected to generate an increase in welfare because the transition from a monopolistic or regulated environment to a competitive market with prices oriented at marginal costs is taking place. However, there are still high barriers hampering market entry of new actors. For example, there are high entry costs because specific technologies and processes of each grid operator lead to lacking interoperability when new entrants want to utilize their own metering devices in the grids of a third grid operator. Quantitative analyses of grid charges and metering prices of grid operators in the time between 2000 and 2006 show slightly decreasing metering prices.

Along with market liberalisation meters themselves have made a great leap forward in terms of technology. The capabilities of intelligent (smart) meters go far beyond those of mechanical Ferraris meters and can therefore build the basis for more efficient process flows and new products and services. For example, the offering of time dependent tariffs or an easier involvement of ultimate customers in grid load management processes is possible.

In other countries different liberalisation approaches have been chosen. In the UK, grid operators have formerly been responsible for meter operation. In the course of liberalisation the right to choose a meter operator was transferred to the suppliers that select meter operators by tenders mostly. In the electricity sector 20 % of meter operation is carried out on a competitive basis. In the Netherlands, final customers are entitled to carry out meter operation and meter reading themselves or to engage a third party. The products of new service companies focus mainly on the load-sensitive area, there.

Regulatory need for action in Germany mainly relates to a strict cost control of the single processes meter operation, meter reading and billing when carried out by network operators in order to rule out cross subsidisation between these fields. Furthermore, the liberalisation of meter reading should follow as soon as possible.

1 Einführung

Die Messung gelieferter Energie ist ein unverzichtbarer Bestandteil der Energieversorgung. Sie findet an verschiedenen Stellen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette von der Erzeugung über die Übertragung und den Vertrieb bis zur Endversorgung statt. Im Strombereich werden Messungen auf allen Spannungs- und Umspannungsebenen durchgeführt, im Gasbereich auf Hoch- Mittel- und Niederdruckebene. Der in diesem Diskussionsbeitrag erörterte Bereich der Zählung und Messung bezieht sich allerdings ausschließlich auf das Endkundensegment, welches vom Gesetzgeber liberalisiert wurde. Die Hauptaufgabe des Zähl- und Messwesens besteht darin, belastbare Daten zu generieren und zu liefern. Zum einen werden diese vom Netzbetreiber für die Bestimmung und Abrechnung der Netznutzungsentgelte gegenüber dritten Energielieferanten benötigt. Zum anderen ist sie Basis für die Abrechnung bzw. Rechnungserstellung der Energielieferanten gegenüber den Endkunden.

Mit der Verabschiedung eines neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2005 wurden die Prozesse der Zählung und Messung, die bisher dem jeweiligen Netzbetreiber vorbehalten waren, liberalisiert. In der Schlussphase der Gesetzesberatungen wurde der Paragraph 21b mit dem Titel „Messeinrichtungen“ in das Gesetz aufgenommen. Damit ging der deutsche Gesetzgeber über die Vorschriften der entsprechenden EU-Richtlinien zu den Strom- und Gasmärkten hinaus (Richtlinien 2003/54/EG (Strom) bzw. 2003/55/EG (Gas)), die eine Liberalisierung des Zähl- und Messwesens nicht vorsehen. In Deutschland ist nun die Leistung des Messstellenbetriebs, also der Einbau, der Betrieb und die Wartung der Messstelle bereits liberalisiert. Die Messung, d.h. Ablesung, Aufbereitung und Weitergabe der Daten ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt für Wettbewerber noch nicht möglich. Dazu bedarf es der Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung.

Durch die veränderte Situation eröffnen sich Chancen für neue Anbieter. Erste Erfahrungen in Deutschland sowie Beobachtungen aus anderen europäischen Ländern zeigen, dass sich Unternehmen, die bisher nicht direkt an der Energieversorgung beteiligt waren, im Markt positionieren, so z.B. Zählerhersteller oder Beratungsunternehmen. Der gleichzeitige Sprung in der Zählertechnologie vom mechanischen Ferrariszähler zum digitalen, intelligenten Zähler (Smart Meter) eröffnet neue Möglichkeiten im Energievertrieb und daran anknüpfenden Dienstleistungen. So ist etwa das Angebot zeitvariabler Stromtarife auch im Haushaltsbereich möglich. Ebenso können individuelle Messdaten, die nur mit einer intelligenten Zählertechnologie erfasst werden können, die Grundlage für eine Optimierung des Energieverbrauchs und damit eines neuen Serviceangebots bilden.

Den neuen Möglichkeiten stehen allerdings noch erhebliche Hindernisse im Weg, die es zu beseitigen gilt, um erwartete Wohlfahrtsgewinne zu realisieren. So erschweren beispielsweise unterschiedliche Anforderungen an die Zählerkonfiguration durch die Netzbetreiber dem großflächigen Einsatz von Zählern eines Wettbewerbers in unterschiedli-

chen Netzgebieten. Ebenso besteht derzeit die Gefahr der Quersubventionierung von den Monopolbereichen Messung und Abrechnung zum liberalisierten Bereich des Messstellenbetriebs.

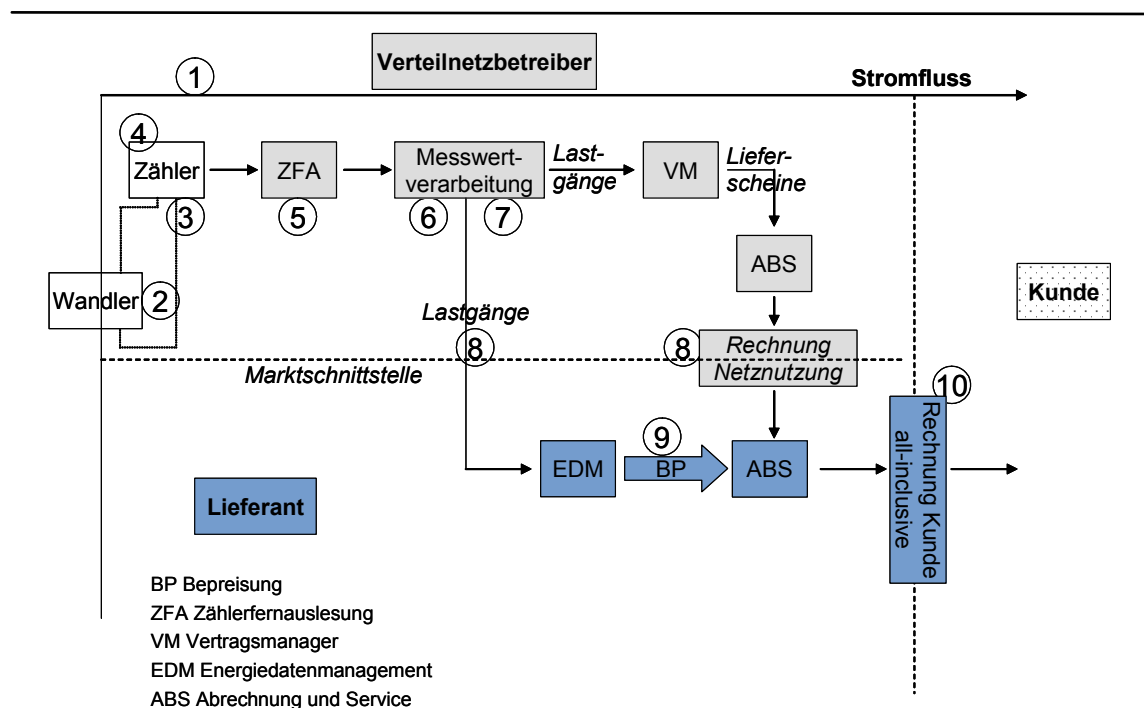
In diesem Diskussionsbeitrag werden nach einer Übersicht über die technische und rechtliche Ausgangssituation sowohl Chancen als auch Hindernisse auf dem neu entstandenen Markt untersucht. Dabei wird auch auf die potenziellen Geschäftsfelder eingegangen, die sich durch die Smart-Meter-Technologie ergeben. Einer qualitativen Marktanalyse folgt die Auswertung und Beurteilung der Entwicklung der tatsächlichen Preise der Netzbetreiber für die Messung und Abrechnung der letzten Jahre. Nach der Darstellung der Erfahrungen auf den liberalisierten Märkten in Großbritannien und den Niederlanden werden schließlich Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung der Wettbewerbsentwicklung und der Einführung der Smart-Meter-Technologie gegeben, die Grundlage für neue Preisangebote und Dienstleistungen ist.

2 Technische Ausgangssituation

2.1 Vom Zähler zur Rechnung

Der gesamte Prozess des Zählens, Messens und der Abrechnung lässt sich in verschiedene Einzelschritte aufgliedern, die im Folgenden am Beispiel Strom beschrieben werden. Die Zahlen beziehen sich dabei auf die Darstellung in Abbildung 2-1.¹

Abbildung 2-1: Prozess des Messens und Abrechnens



Quelle: WIK in Anlehnung an Weber, C. (2006)

Der Abnehmer bezahlt den Strom, der durch die Stromleitung zu seinem Anschluss fließt (1). Da viele größere Abnehmer aus höheren Spannungsebenen beliefert werden (in der Regel Mittelspannung oder höher), ist aus Sicherheitsgründen keine direkte Messung im Stromkreis möglich. Daher werden Strom und Spannung mittels eines Wandlers auf kleinere Größen transformiert, um sie messbar zu machen (2). Anschließend erfolgt die eigentliche Messung mithilfe des Zählers (3), deren Ergebnisse am Gerät angezeigt werden (4). Bei einigen, momentan vor allem größeren Kunden, ist die Übertragung der Lastgangmessungen per Zählerfernauslesung (ZFA) an den Netz- bzw. Messstellenbetreiber möglich (5). Bei Haushaltskunden erfolgt die Übermittlung im

¹ Die folgenden Ausführungen orientieren sich an Weber, C. (2006).

Regelfall einmal im Jahr durch manuelles Ablesen und/oder Übermittlung durch den Abnehmer selbst. Anschließend werden die Daten einer Plausibilisierung unterzogen (6) und ggf. (bei vorherigem Einsatz eines Wandlers, siehe Punkt (2)) mit Hilfe der entsprechenden Wandlerkonstanten in die tatsächlichen „Primärverbräuche“ umgerechnet (7). Die Daten werden dann ggf. vom Netz- bzw. Messstellenbetreiber an den jeweiligen Energielieferanten weitergegeben. Für die Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes wäre es erforderlich, dass die Daten in einer Weise bereitgestellt würden, die z.B. den Wechsel des Messstellenbetreibers oder des Energielieferanten problemlos möglich machen. Einheitliche Datenaustauschformate spielen an dieser Stelle also eine entscheidende Rolle (8). Der Energielieferant bepreist sodann die Energiemengen mit den mit dem Kunden vereinbarten Tarifen (9). Auf dieser Basis erfolgt schließlich die Rechnungsstellung an den Kunden (10).

Ein wichtiger Aspekt bei der Erstellung der Kundenrechnung ist die Unterscheidung zwischen so genannten lastganggemessenen und nicht lastganggemessenen Kunden. Bei den lastganggemessenen Kunden wird in der Regel viertelstündlich eine Messung vorgenommen, während bei nicht lastganggemessenen Kunden der Gesamtverbrauch über ein Jahr als Grundlage der Abrechnung dient. In §12 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) wird dazu ausgeführt: „Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern.“ Der Verbrauch jedes Letztverbrauchers wird dabei vom Verteilnetzbetreiber mit einem bestimmten Standardlastprofil bewertet. Diese Standardlastprofile repräsentieren das Verbrauchsverhalten verschiedener Kundengruppen in Abhängigkeit von Uhrzeit, Wochentag, Jahreszeit etc. Die Grenze von 100.000 Kilowattstunden kann allerdings zwischen Netznutzer und Verteiler durch individuelle Verhandlung nach unten abgesenkt werden.

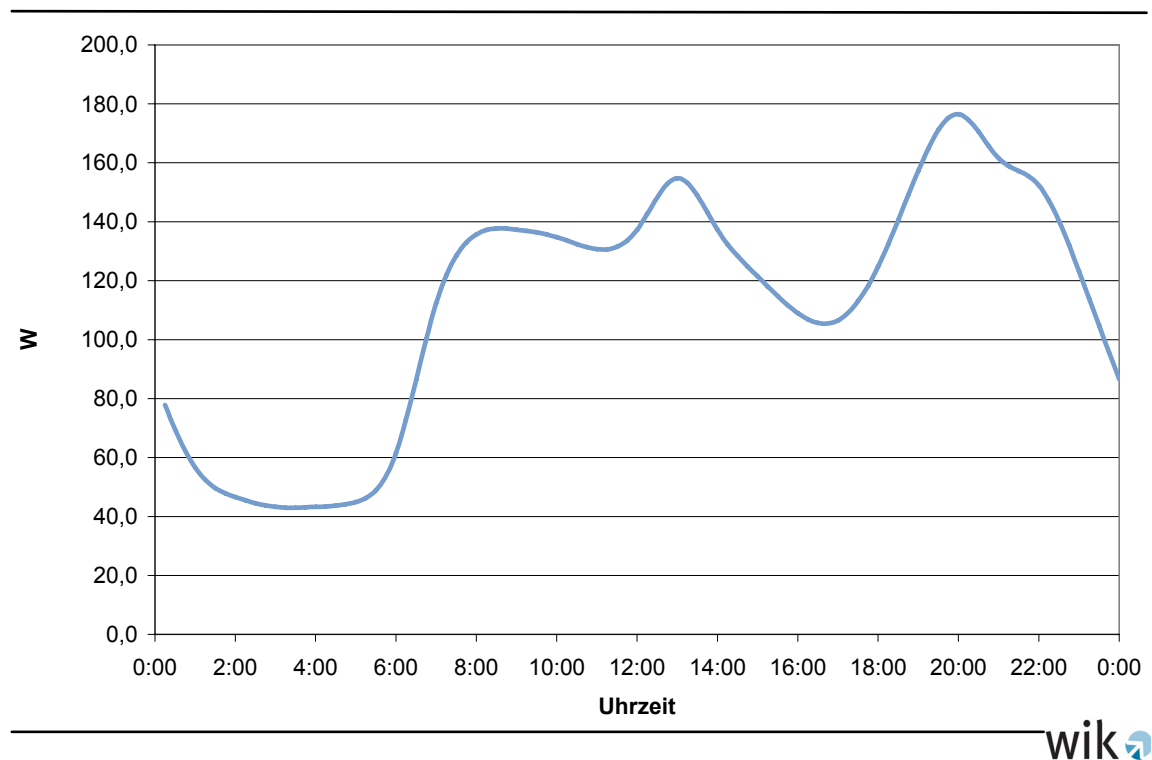
Grundsätzlich sind zwei Verfahren zur Erstellung standardisierter Lastprofile denkbar. Zum einen können *analytische* Lastprofile angewendet werden. Hierbei wird zunächst die gesamte Netzlast eines Netzgebietes gemessen. Von diesem Wert werden die Einzelwerte aller lastganggemessenen Kunden sowie Netzverluste abgezogen. Die Differenz ergibt den so genannten Restlastgang. Diese Summenlast aller nicht lastganggemessenen Endkunden wird anschließend mit Hilfe von Normlastprofilen in Kundengruppenlastgänge aufgeteilt und auf jeden Händler heruntergebrochen. Diese Methode ist also gewissermaßen ein „Top-Down“-Ansatz.

Das zweite Verfahren, das eher einer „Bottom-Up“-Lösung entspricht, beruht auf dem Einsatz *synthetischer* Lastprofile. Hierbei wird das Nachfrageverhalten einzelner Verbraucher bzw. typischer Verbraucherguppen über einen längeren Zeitraum gemessen und ausgewertet. Ist dieser Vorgang für alle relevanten Verbrauchertypen abgeschlossen und sind entsprechende Profile ermittelt, so lässt sich der Summenlastgang der

nicht lastganggemessenen Kunden für ein Netzgebiet durch Addition der Einzelprofile berechnen.

In Deutschland wird im Strom- wie auch im Gasbereich überwiegend mit synthetischen Lastprofilen gearbeitet. Ein typisches Lastprofil, wie es etwa vom VDEW empfohlen wird, ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

Abbildung 2-2: Standardlastprofil eines Haushaltskunden (H0) für einen Werktag in der Übergangszeit (Frühjahr/Herbst)



Quelle: WIK auf Grundlage des VDEW H0-Lastprofils.

Es ist also festzuhalten, dass die mit Hilfe eines Standardlastprofils ermittelten Lastgänge nicht lastganggemessener Kunden von deren tatsächlichen Lastgängen durchaus abweichen können.²

² Im Strombereich konnte in der Vergangenheit von den Netzbetreibern ein so genannter Pauschalierungszuschlag auf die Netznutzungsentgelte erhoben werden. Dieser Zuschlag sollte die von Netzbetreibern im Zusammenhang mit dem Ausgleich von Leistungsabweichungen zwischen Standardlastprofilen und tatsächlicher Entnahme von Kunden je Viertelstunde im synthetischen Lastprofilverfahren geltend gemachten Kosten decken. Inzwischen ist diese Praxis durch Erlass der Stromnetz-entgeltverordnung (StromNEV), in der ein solcher Zuschlag nicht vorgesehen ist, erloschen.

2.2 Messeinrichtungen: Gesetzliche Anforderungen und technischer Stand

2.2.1 Gesetzliche Anforderungen

Grundsätzlich unterliegen die Messeinrichtungen dem Gesetz über das Mess- und Eichwesen (Eichgesetz). Damit wird die Messsicherheit gewährleistet, unter die sowohl die Messbeständigkeit als auch die Messrichtigkeit subsumiert wird.³ Bei der Messbeständigkeit wird auf die Unveränderbarkeit der messtechnischen Eigenschaften im Zeitablauf abgestellt, während die Messrichtigkeit auf die Messgenauigkeit der Geräte zielt. Die gemessenen Werte müssen sich dabei innerhalb gewisser Fehlergrenzen bewegen, die für die einzelnen Geräte in Anlage 7 (Gas) bzw. Anlage 20 (Elektrizität) der Eichordnung definiert sind. Daneben finden sich für den Gasbereich auch Werte in der EWG-Richtlinie über Volumengaszähler Nr. 71/318/EWG. Tabelle 2-1 zeigt exemplarisch die Eichfehlergrenzen für Gasmessinstrumente.

Tabelle 2-1: Eichfehlergrenzen von Gasmessinstrumenten

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

Quelle: Wernekinck, U. (2005).

Die Eichfristen sind ebenfalls in der Eichordnung definiert. Sie unterscheiden sich nach Zählertyp und –ausstattung. So beträgt die Eichfrist im Strombereich für Einphasen- und Mehrphasen-Wechselstromzähler mit Induktionsmesswerk (in der Regel mechanische Ferraris-Zähler einschließlich Doppeltarifzähler) 16 Jahre. Die Frist für Einphasen- und Mehrphasen-Wechselstromzähler mit elektronischem Messwerk (digitale Zähler) für direkten Anschluss und Anschluss an Messwandler sowie eingebaute und getrennt angeordnete elektronische Zusatzeinrichtungen für Elektrizitätszähler beträgt dagegen 8 Jahre.

Zusätzlich zum Eichgesetz wurde 2004 die europäische Messgeräte-richtlinie (MID) erlassen, die derzeit in nationales Recht umgesetzt wird. Sie regelt die Anforderungen und Verfahren *bis* zum Inverkehrbringen bzw. der ersten Inbetriebnahme der Messgerä-

³ Mengersen, C., Schulz, W. (2005).

te.⁴ Der Hersteller hat dann die Wahl zwischen verschiedenen Konformitätsbewertungsverfahren, d.h. der Erfüllung vorgegebener Forderungen an die Messgeräte. Konformitätsbewertungen können zukünftig auch durch private Stellen vorgenommen werden. Insgesamt sollen die Prüfprozesse damit flexibler gestaltet werden.

Ebenfalls relevant ist die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (Energieeffizienzrichtlinie) aus dem Jahr 2006. Dort wird in §13 gefordert: „Soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen ist, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.“ Diese Anforderungen können faktisch nur durch digitale Zähler der neuen Generation erfüllt werden, auf die u.a. im Folgenden eingegangen wird.

2.2.2 Technischer Stand der Zähler

Bei den Stromzählern ergibt sich im Hinblick auf den technischen Standard ein zweigeteiltes Bild. Auf der einen Seite ist bei Haushaltskunden noch immer der Ferrariszähler mit elektromechanischem Rollenzählwerk vorherrschend. Diese Zähler erfassen ausschließlich den bereitgestellten Dreh- bzw. Wechselstrom sowie die anliegende Spannung. Aus diesen Größen wird durch Multiplikation und Integration nach der Zeit die genutzte Wirkenergie in kWh berechnet. Ferner existieren Stromzähler mit zwei oder mehr (mechanischen) Zählwerken, die zur Abrechnung unterschiedlicher Tarife (etwa Tag- und Nachttarife) eingesetzt werden können. Die Umschaltung der Zählwerke erfolgt über Rundsteuerung⁵ oder Zeitschaltuhren. So kann dem Endkunden nachts oder nachmittags, wenn die Kosten der Stromerzeugung während dieser Schwachlastphasen relativ niedrig sind, ein günstigerer Tarif angeboten werden als zu Mittel- oder Spitzenlastzeiten.

Auf der anderen Seite arbeiten elektronische Zähler, wie etwa der durch den „Arbeitsausschuss Zähler und Messgeräte“ des VDN beschriebene elektronische Haushaltszähler (eHZ),⁶ ohne jegliche mechanische Elemente. Der eHZ verfügt über ein LC Display und wird per Stecktechnik montiert. So kann ein unterbrechungsfreier und einfacher Zählertausch stattfinden. Der eHZ verfügt allerdings nicht über eine Fernauslesefähigkeit, da bei der Konzeption davon ausgegangen wurde, dass die visuelle Ablesung

⁴ Schulz, W. (2004).

⁵ Das Prinzip der Rundsteuerung existiert seit mehr als 100 Jahren. Dabei werden jeweils individuelle Impulsfolgen im Bereich von 168 bis 1600 Hertz über das Stromnetz an die Empfänger gesendet. Sendungen können durch verschiedene programmierbare Bedingungen ausgelöst werden, etwa bestimmte Zeitfenster, Ereignisse oder Netzbelastungen. Neben der Übertragung über das Stromnetz (sog. Tonfrequenz-Rundsteuerung) existiert heute parallel der Übertragungsweg über das Funknetz (sog. Funkrundsteuerung).

⁶ VDN (2004).

in den nächsten Jahren die wichtigste Art der Datenerfassung bleibt. Es bleibt also bei einer unidirektionalen Kommunikation vom Netzbetreiber zum Abnehmer. Auch ist der eHZ nicht in der Lage, zwischen verschiedenen Tarifen umzuschalten, so dass der Nutzer auf einen Einheitstarif festgelegt ist. Der eHZ konnte sich bisher wohl auch aufgrund seiner geringen Innovationstiefe nicht durchsetzen.

In der Industrie werden standardmäßig elektronische Zähler eingesetzt, die die entsprechenden Messwerte speichern und über Kommunikationsschnittstellen oder integrierte Kommunikationssysteme ausgelesen werden können. Es wird zwischen sog. AMR (Advanced Meter Reading)-Systemen und sog. AMI (Advanced Metering Infrastructure)- bzw. AMM (Advanced Metering Management)-Systemen unterschieden.⁷

Beim AMR werden die Werte von konventionellen oder elektronischen Zählern über einen Impulsausgang oder eine externe Ableseeinrichtung erfasst, zwischengespeichert und z.B. über Funk von einem Ableser des Netzbetreibers ausgelesen, entweder vor Ort oder von der Straße aus. Ein direkter Kontakt mit dem Zähler ist nicht mehr erforderlich. AMR-Systeme können auch über GSM, Ethernet und andere Kommunikationsmedien betrieben werden. Charakteristisch ist allerdings, dass beim AMR nur das Auslesen der Zählwerte beschleunigt wird.

AMI- oder AMM-Systeme erlauben hingegen eine bidirektionale Kommunikation, entweder durch ein separates oder durch ein integriertes Kommunikationssystem. Die Zähler sind in der Regel mit Tarifregistern ausgestattet, in denen bis zu 1/4-Stundenwerte gespeichert werden können (Lastgangzähler). Über die Kommunikationsschnittstellen können sowohl Zählerwerte ausgelesen, als auch Informationen an den Zähler übermittelt werden.

AMM-Zähler bieten - je nach Hersteller und Gerät - folgende Funktionen:

- Tarifregister mit Aufzeichnung von ¼ Stunden-Werten
- Tarife mit frei definierbaren Leistungsstufen, beliebigen Zeitzonen, beliebigen Kalenderfunktionen (Wochentage, Monate, Jahreskalender)
- Registerauslesung in frei definierbaren Zeitintervallen
- Leistungsbegrenzung
- Integration anderer Zähler (Gas, Wasser, Fernwärme)
- Dokumentation von Power-Quality-Ereignissen (Spannungsüberwachung)
- Kommunikationsschnittstellen (PLC, Ethernet, M-Bus, S0, Impuls-Ausgang)
- Gruppenbildung von Zählern (hierdurch wird kontrolliertes Zu- oder Abschalten z.B. in Notfällen möglich)

⁷ Im Folgenden: vgl. WIK-Consult et al. (2006).

- Fernschaltung (Auf-, Abschaltung)
- Schaltung von externen Geräten
- Manipulationswarnung

Fast alle renommierten Hersteller sowie einige neue Anbieter entwickeln derzeit AMM-Systeme für den Tarifikundenmarkt. Diese Systeme umfassen Endgeräte wie Zähler, Fremdzählerintegratoren und Schaltgeräte, Datenkonzentratoren und zum Teil auch Energiedaten-Managementsysteme (EDM) sowie integrierte Modems mit PLC-, DSL-, GPRS-, GSM- oder Ethernet-Technologie.

Für die Gasmessung existieren grundsätzlich Zähler mit verschiedenen Messprinzipien. Eine grobe Einteilung kann in die Gruppen Strömungszähler, Wirknungszähler und Verdrängungszähler vorgenommen werden.⁸ In Haushalten werden überwiegend Balgengaszähler eingesetzt, die zur letzten Gruppe gehören. Auch im Gasbereich sind bereits Smart Meter im Einsatz, die mit entsprechenden Kommunikationsschnittstellen ausgestattet sind und z.B. 1/4-stündliche Messwerte übermitteln und Manipulationsversuche melden können.

⁸ Cerbe, G. (2004).

3 Rechtliche Ausgangssituation

Bis zur Verabschiedung der EU-Richtlinien zur Liberalisierung der Energiemärkte (Richtlinien 96/92/EG bzw. 98/30/EG und Richtlinien 2003/54/EG bzw. 2003/55/EG), die einschlägige Vorschriften zum Unbundling vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen enthalten, waren Zählung, Messung und Abrechnung integrierter Bestandteil der Dienstleistung „Energieversorgung“. In der letzten Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung (VVII+) vom 13. Dezember 2001 wurde es als **Aufgabe des Netzbetreibers** angesehen, die für die Abrechnung der Netznutzer relevanten Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten zu erfassen, zu verarbeiten und an die berechtigten Stellen weiterzuleiten. Kosten für Messung und Abrechnung an den Entnahme- und Einspeisestellen wurden vom Netzbetreiber separat vom Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt und beinhalteten die Erfassung, Weiterleitung und Verarbeitung von für die turnusgemäße Abrechnung der Netznutzung relevanten Daten. Im Gasbereich wurde ähnlich verfahren.

In einem Verwaltungsverfahren des Bundeskartellamts gegen die RWE Net AG im Jahr 2003 wegen missbräuchlich überhöhter Messentgelte wurden die Bereiche Zählerbereitstellung (Anschaffung, Installation, Wartung), Verrechnung (kaufmännische Bearbeitung inkl. Ablesen der Zähler) und Inkasso (Einzahlung fälliger Zahlungen) erstmals als eigene Märkte angesehen.⁹ Weiterhin wurden die netzbezogenen Mess- und Verrechnungsleistungen bei Eintarifszählern von denen für Zweitarifszählern sachlich abgegrenzt, da die Zählwerterfassung und -verarbeitung bei letzteren als qualitativ höherwertig angesehen wurde, und somit als eigenständige Märkte definiert. Das Bundeskartellamt stellte insbesondere fest: „Während die Inanspruchnahme des Netzes im Wesentlichen dem Stromtransport dient, handelt es sich bei den Mess- und Verrechnungsleistungen um hiervon abgrenzbare Dienstleistungen. Netznutzungsleistungen und Mess- und Verrechnungsleistungen sind auch hinsichtlich der Preislage schon deshalb deutlich zu unterscheiden, weil die Kosten für Messung und Verrechnung im Gegensatz zu den Kosten für die Netzinfrastruktur unabhängig von dem tatsächlichen Umfang der Stromlieferung von Lastprofilkunden (1.000 kWh, 5.000 kWh, 80.000 kWh o.a.) sind.“ Die Tatsache, dass Netz-, Mess- und Verrechnungsdienstleistungen bisher nur zusammen angeboten worden seien, rechtfertige nicht die Annahme eines einheitlichen Marktes.

Diesem Standpunkt widersprach das OLG Düsseldorf allerdings im anknüpfenden Beschwerdeverfahren im Dezember 2003, in dem die Beschwerde der RWE Net AG als begründet angesehen und der Beschluss des Bundeskartellamts aufgehoben wurde.¹⁰ Das Gericht argumentierte, dass die Erbringung des Leistungsbündels aus Mess- Verrechnungs- und Inkassoleistung nicht auf einem anderen Markt als dem der Netznutzung erbracht werden könne. Insbesondere gäbe es keine entsprechende Nachfrage,

⁹ Bundeskartellamt (2003).

¹⁰ OLG Düsseldorf (2003).

denn es sei mithin undenkbar, dass etwa ein Netznutzer (Stromlieferant) eine dritte Partei beauftrage, das Inkasso für die an den Netzbetreiber zu entrichtenden Netznutzungsentgelte gegen sich selbst durchzuführen. Aufgrund dieser fehlerhaften Marktdefinition könne auch kein überhöhtes Entgelt festgestellt werden.

Das Gericht stellte aber auch fest, dass es durchaus möglich sei, einen sachlichen Teilmarkt festzustellen, wenn es um ein isoliertes Entgelt für die Messung ginge, unter die laut Gericht die Zählerbereitstellung, die Installation und Wartung sowie das Ablesen der Zähler falle. Insofern wurde hier in gewisser Weise juristisch schon der Weg für eine Liberalisierung der Teilbereiche geebnet, wie sie heute im EnWG vorgesehen ist.

Es sollte allerdings festgehalten werden, dass die Netznutzung und die Messung faktisch nur zusammen nachgefragt werden können, da es nur unter Strafe möglich ist, Strom bzw. Gas ohne eine entsprechende Messung des Verbrauchs zu beziehen. Dazu ist in § 10 StromGVV bzw. GasGVV festgehalten: „Verbraucht der Kunde Elektrizität (Gas) unter Umgehung, Beeinflussung oder vor Anbringung der Messeinrichtungen oder nach Unterbrechung der Grundversorgung, so ist der Grundversorger berechtigt, eine Vertragsstrafe zu verlangen.“

Durch die Verabschiedung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes ist der Streit um die Marktabgrenzung obsolet geworden, da dieses den Netzbetrieb und die Tätigkeiten des Zählens und Messens eindeutig trennt. So sieht § 21b EnWG eine stufenweise Liberalisierung des Zähl- und Messwesens vor. Während die Tätigkeiten Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen - der sog. Messstellenbetrieb - bereits freigegeben sind, steht die Liberalisierung des Messens, also die Ablesung der Verbrauchsdaten, sowie deren Aufbereitung und Weitergabe zum Zweck der Abrechnung, noch aus. Die Bundesregierung kann diese allerdings durch eine Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundesrates bedarf, erwirken.

Zum bereits liberalisierten Bereich des **Messstellenbetriebs** enthält der §21b weitere Konkretisierungen. So können der Einbau, der Betrieb und die Wartung der Messeinrichtung auf Wunsch des Anschlussnehmers¹¹ von einem dritten Messstellenbetreiber durchgeführt werden, soweit der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen durch den Dritten gewährleistet ist und seine Messeinrichtung

¹¹ Nach den Verordnungen zum Niederspannungsanschluss (NAV) und zum Niederdruckanschluss (NDAV) ist **Anschlussnehmer** jedermann im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, in dessen Auftrag ein Grundstück oder Gebäude an das Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz angeschlossen wird oder im Übrigen jeder Eigentümer oder Erbbauberechtigte eines Grundstücks oder Gebäudes, das an das Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz angeschlossen ist. **Anschlussnutzer** ist jeder Letztverbraucher, der im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an das Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz zur Entnahme von Elektrizität bzw. Gas nutzt.

1. den eichrechtlichen Vorschriften entspricht und
2. den von dem Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügt.

Die Mindestanforderungen des Netzbetreibers müssen dabei sachlich gerechtfertigt und nichtdiskriminierend sein. Erfüllt der Messstellenbetreiber die genannten Voraussetzungen, so hat er einen Anspruch auf den Einbau einer in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtung. Erfüllt er die Anforderungen nicht, so kann der Netzbetreiber ihn ablehnen. In diesem Fall bleibt der jeweilige Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb verantwortlich. Weiterhin sind der Messstellenbetreiber und der Netzbetreiber verpflichtet, zur Ausgestaltung ihrer rechtlichen Beziehungen einen Vertrag zu schließen (Messstellenbetreibervertrag). Bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers sind der bisherige und der neue Messstellenbetreiber verpflichtet, die für einen effizienten Wechselprozess erforderlichen Verträge abzuschließen und die notwendigen Daten unverzüglich auszutauschen.

In einem zweiten Schritt, zu dem allerdings noch die Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung aussteht, sieht § 21b EnWG die Liberalisierung der **Messung** von Energie vor. Diese soll auf Wunsch des Anschlussnutzers (siehe Fußnote 11) von einem Dritten durchgeführt werden können, sofern durch den Dritten die einwandfreie Messung und eine Weitergabe der Daten an alle berechtigten Netzbetreiber und Lieferanten, die eine fristgerechte und vollständige Abrechnung ermöglicht, gewährleistet ist.

Der § 21b EnWG sieht weiterhin vor, dass in Rechtsverordnungen die folgenden Punkte festgelegt werden können, die sowohl den Messstellenbetrieb (insbesondere Punkte 4 und 5) als auch die Tätigkeit des Messens (insbesondere Punkte 1 bis 3) betreffen und insbesondere geeignet sind, die Transaktionskosten in diesen Bereichen zu senken:

1. der Zeitpunkt der Übermittlung der Messdaten und die für die Übermittlung zu verwendenden Datenformate
2. die Vorgaben zur Dokumentation und Archivierung der relevanten Daten
3. die Haftung für Fehler bei Messung und Datenübermittlung
4. die Vorgaben für den Wechsel des Messstellenbetreibers
5. das Vorgehen beim Ausfall des Messstellenbetreibers

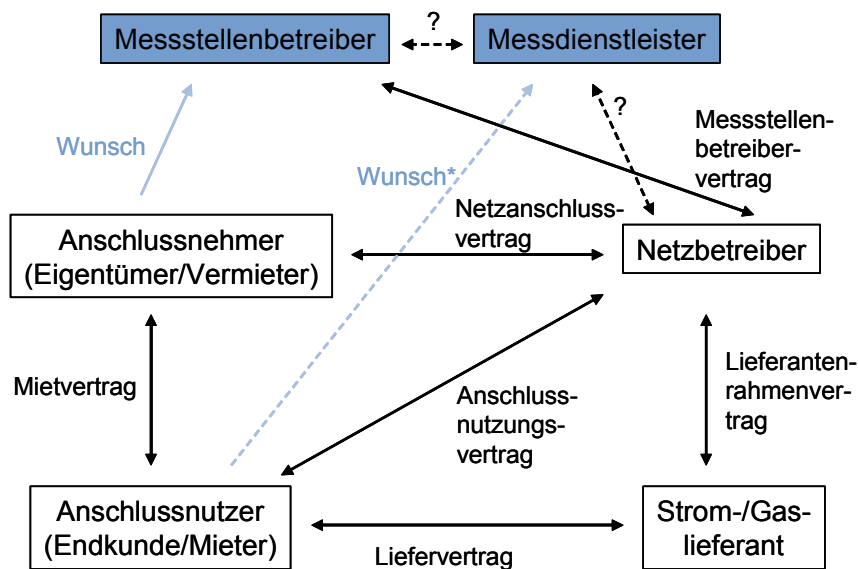
Im Gegensatz zur im EnWG verankerten Trennung der Prozesse „Messstellenbetrieb“ und „Messen“ existieren in den jeweiligen Netzzugangsverordnungen für Strom und Gas Vorschriften, die die beiden Prozesse vereinen bzw. stark miteinander verknüpfen. So heißt es etwa in § 38 (1) GasNZV: „Der Messstellenbetreiber nimmt die Messung von Gasmengen vor.“ In § 19 (1) der StromNZV ist festgehalten: „Der Messstellenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der Elektrizität

sowie die Datenübertragung gewährleistet sind.“ Diese Bestimmungen können im Prinzip nur so interpretiert werden, dass ein und derselbe Akteur für den Messstellenbetrieb und die Messung verantwortlich ist. Auch in den Netzentgeltverordnungen zu Strom und Gas (StromNEV bzw. GasNEV) werden jeweils in Anlage 2 der Kostenstelle **Messung** folgende Tätigkeiten zugewiesen:

- Zählerbereitstellung: Anschaffung, Installation, Wartung
- Ablesung der Zähler

Auch hier erfolgt also eine Zusammenfassung des eigentlichen Messens und des Messstellenbetriebs zu einer Tätigkeit. Dies steht im Widerspruch zu der Zweiteilung in § 21b EnWG, da dort explizit eine Unterscheidung zwischen dem Anschlussnehmer und dem Anschlussnutzer und deren jeweiligen Rechten zur Auslösung von Aktivitäten Dritter vorgenommen wird. So kann der Anschlussnehmer, also in der Regel der Hauseigentümer oder Vermieter, seinen Messstellenbetreiber schon jetzt frei wählen. Der Anschlussnutzer, in der Praxis oftmals der Mieter, soll in Zukunft (d.h. nach Erlass der entsprechenden Verordnung, siehe oben) den Messdienstleister, der die Messung der gelieferten Energie vornimmt, bestimmen können. Ein Überblick über die Vertragsverhältnisse im liberalisierten Markt gibt Abbildung 3-1.

Abbildung 3-1: Vertragsverhältnisse und Handlungsoptionen im liberalisierten Energiemarkt in Deutschland



* nach Erlass der entsprechenden Verordnung

Der Messstellenbetreiber und ein (zukünftiger) Messdienstleister werden in der Praxis oftmals ein und derselbe Akteur sein. Allerdings muss aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage unterschiedlichen Wünschen des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers insofern Rechnung getragen werden, als dass hier auch zwei voneinander unabhängige Akteure aktiv werden könnten. Das Verhältnis eines ausschließlich auf die Tätigkeit des Messens spezialisierten Messdienstleisters zum jeweiligen Messstellenbetreiber bzw. zum Netzbetreiber ist derzeit allerdings nicht geregelt.

Für die Bereiche Messung (im Sinne der Strom-/GasNEV) und Abrechnung ist grundsätzlich ein getrenntes Entgelt festzulegen (§ 17 (7) Strom NEV, § 13 (3) Satz 4 und § 15 (7) GasNEV) Abrechnung ist dabei definiert als: „Kosten der kaufmännischen Bearbeitung der Zählerdaten; Kosten der Beibringung fälliger Entgelte für die Netznutzung und Abrechnung“ (Strom-/GasNEV, Anlage 2). Die Abrechnung bleibt weiterhin Aufgabe des Netzbetreibers.

Bis zur Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung für die Ausgestaltung der Prozesse empfiehlt der Verband der Netzbetreiber (VDN) die Anwendung des sog. Metering Code, dessen aktuellste Fassung (2006) bereits den derzeitigen Gesetzesstand berücksichtigt. Dort sind die Aufgaben und Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure dargestellt, insbesondere befindet sich die Aufgabe des „Messens“ (Erfassung, Aufbereitung und Weitergabe der Daten) danach noch im Aufgabenbereich des Netzbetreibers (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1 Geschäftsprozesse und Verantwortlichkeiten im Messwesen

Geschäftsprozess	Betrieb der Messstelle		Erfassung der Daten	Aufbereitung der Daten	Weitergabe der Daten
Aufgaben	• Messstellenverwaltung • Wahl der Messeinrichtungen • Eichung • Installation • Instandhaltung	• Vergabe und Verwaltung der Zählpunktbezeichnung • Technische Mindestanforderungen definieren • Verwaltung von Messstellenbetreibern	• Messwerte ablesen • Rohdatensicherung und Archivierung	• Plausibilisierung der Messdaten • Ermittlung von Ersatzwerten • Ermittlung der Abrechnungsdaten für die Netznutzung • Bilanzkreisaggregation • Datensicherung und Archivierung	• Messwerte im standardisierten Format weitergeben • Berechtigungsverwaltung für die Datenweitergabe • Protokollierung der Datenweitergabe

Geschäftsprozess	Betrieb der Messstelle		Erfassung der Daten	Aufbereitung der Daten	Weitergabe der Daten
Daten	• Zählpunktbezeichnung • Gerätedaten • Wandlerkonstanten	• Zählpunktbezeichnung • Gerätedaten (teilweise) • Wandlerkonstanten	• Zählerstände • Lastgänge • Zeitstempel	• Lastgänge • Abrechnungsdaten für die Netznutzung	• Daten im Format EDIFACT Nachrichtentyp MSCONS: • Zählpunktbezeichnung • Zählerstände bei Messeinrichtungen mit Arbeitszählern • Messwerte • Lastgänge 15-Minuten-Energiewerte [kWh] und [kvarh]
Verantwortlichkeit	Messstellenbetreiber	Netzbetreiber			

Quelle: VDN (2006)

Neben der Liberalisierung des Messwesens für die Endkunden (Anschlussnehmer und Anschlussnutzer) und den zugehörigen Verordnungen existiert für die Betreiber von Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)“ seit dem Jahr 2004 das Recht, den Messbetrieb der jeweiligen Anlage von einem fachkundigen Dritten vornehmen zu lassen. Insoweit ist also auch das Messwesen in einem Teilbereich der Energieerzeugung bereits liberalisiert.

4 Marktanalyse

4.1 Marktsituation

Vor der Liberalisierung war die Messung und Abrechnung Aufgabe der integrierten EVU. Es erfolgte eine kostenbasierte Entgeltprüfung auf Grundlage der BTOElt bzw. BTOGas. Die Kosten für Messung und Abrechnung konnten durch die EVU im Rahmen des Pflichttarifangebots durch die Erhebung des sog. Verrechnungspreises angesetzt werden. Die Tarife wiederum sollten sich an den Kosten der Elektrizitätsversorgung orientieren. Dieser Cost-Plus-Ansatz war mit den bekannten Nachteilen verbunden.¹² Zum einen besteht bei einem solchen Vorgehen ein hoher Informationsaufwand seitens der prüfenden Behörde, da das Unternehmen in der Regel einen Informationsvorteil besitzt und außerdem Informationen zu seinen Gunsten manipulieren kann. Zum anderen kann das Unternehmen die zukünftigen Regulierungseingriffe antizipieren und dann versuchen, Gewinnmaximierung innerhalb des vorgegebenen Rahmens zu betreiben. Dies hat in der Regel Effizienzverzerrungen bei der Produktion zur Folge. Die Cost-Plus-Regulierung setzt zudem nur geringe Anreize zur Kostenminimierung, es bestehen teilweise Anreize zur ineffizienten Ressourcenverwendung. Die Beurteilung der Pflichttarife sollte zwar auch berücksichtigen, welche Pflichttarife von anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei vergleichbaren Versorgungsverhältnissen angeboten werden. Da die EVU aber damals nicht im Wettbewerb standen, war ein solcher Vergleich wenig aussagekräftig.

Nach der teilweisen Freigabe des Zähl- und Messwesens (§ 21b EnWG) werden die Mess- und Abrechnungsentgelte der Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungsverfahren durch die Bundesnetzagentur geprüft. Auch hier handelt es sich um ein kostenbasiertes Verfahren, die damit verbundenen Probleme werden sich erst mit der Einführung der Anreizregulierung endgültig überwinden lassen. Bisher werden die Bereiche Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Rahmen dieser Prüfung als ein Kostenblock angesehen. Hierdurch wird allerdings Diskriminierungspotenzial geschaffen, da Kosten des bereits liberalisierten Messstellenbetriebs durch Quersubventionierung in andere, nicht-wettbewerbliche Bereiche (Messung und Abrechnung) verschoben werden können (siehe Kapitel 4.2.2).

Die sich durch die Liberalisierung ergebenden neuen Möglichkeiten werden dennoch in geringem Maße schon genutzt, wie Tabelle 4-1 zeigt.

¹² Vgl. Brunekreeft, G. (2000).

Tabelle 4-1: Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen durch Dritte

Anträge	Anzahl
Gesamt	2.062
Gestellt bei Netzbetreibern	118
Davon Netzbetreiber mit mehr als zehn Anträgen	28

Quelle: BNetzA (2006)

Diese Werte nehmen sich im Vergleich zu den 49 Millionen Stromanschlüssen eher bescheiden aus. Beim VDN sind bislang 16 Unternehmen als Messstellenbetreiber gemeldet.¹³ Davon sind 9 unabhängige, d.h. nicht mit Netzbetreibern in Zusammenhang stehende Unternehmen, während die übrigen entweder Netzbetreiber oder deren Tochterfirmen sind. Wie viele davon tatsächlich schon im Markt aktiv sind, wurde auch auf Nachfrage nicht von allen Betroffenen mitgeteilt, einige befinden sich noch in der Aufbau- und Entwicklungsphase. Auch gibt es keine Anhaltspunkte, ob weitere Unternehmen, die nicht beim VDN gemeldet sind, bereits in den Markt eingetreten sind.

Unter den Netzbetreibern planten 2005 allerdings schon 14% einen konkreten Marktauftritt als Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister.¹⁴ Es wurde bisher laut Auskunft der Netzbetreiber auch noch keine Ablehnung gegen einen dritten Messstellenbetreiber ausgesprochen, da dieser etwa die oben genannten technischen, eichrechtlichen oder datenbezogenen Bedingungen nicht einhalten konnte.¹⁵

Das größte Kundenpotenzial in dem neuen Geschäftsfeld besteht aus Netzbetreiber-sicht bei Industrie- bzw. Großkunden (46% bzw. 39%) und weniger bei Haushaltskunden (20%).¹⁶ Dies dürfte vor allen auf die höheren absoluten Spielräume bei den dortigen Messpreisen zurückzuführen sein. Denn während die Preise seit der Liberalisierung sowohl in der leistungsgemessenen Mittel –und Niederspannung als auch in der nicht leistungsgemessenen Niederspannung tendenziell leicht gefallen sind, sind die Quartilsabstände der Mess- und Abrechnungspreise nahezu unverändert geblieben.

Im Moment befindet sich der Markt also in einem Übergangsprozess. Die ehemals monopolisierte Dienstleistung des Messstellenbetriebs (und zukünftig auch der Messung) wird von den Netzbetreibern auch außerhalb ihres Netzgebietes wahrgenommen werden. Unabhängige Anbieter könnten vor allen Dingen dann in den Markt eintreten, wenn bestimmte Hindernisse überwunden werden (siehe Kapitel 4.2.2).

¹³ VDN (2007).

¹⁴ Trend:research (2005): Der Markt für Messstellenbetreiber.

¹⁵ BNetzA (2006): Monitoringbericht 2006.

¹⁶ Trend:research (2005): Der Markt für Messstellenbetreiber; Die Prozentzahlen bezeichnen die positiven Antworten der befragten Unternehmen (Mehrfachnennungen waren möglich).

4.2 Theoretische Marktbetrachtung

4.2.1 Nutzenzuwachs durch Liberalisierung

Die Öffnung des Marktes und die damit verbundene Wahlfreiheit der Kunden sorgen für eine höhere Konsumentensouveränität. Der Entscheidungsprozess bezüglich der Messdienstleistung rückt von den Netzbetreibern zu den Endkunden. Eine vollständige Liberalisierung lässt erwarten, dass die Preise für Messdienstleistungen sinken, wie ein Beispiel aus dem Bereich der erneuerbaren Energien zeigt: Die Aufnahme der freien Messstellenbetreiberwahl durch den Anlagenbetreiber in das EEG im Jahr 2004 veranlasste den Netzbetreiber RWE damals, seine Zählergebühren für große Windräder und Solaranlagen von 1092,00 auf 234,00 Euro zu senken.¹⁷ Bei kleineren Anlagen wurden die Gebühren von 36,00 auf 19,80 Euro pro Jahr gesenkt. Alleine das Vorhandensein potenzieller Konkurrenz scheint also ausreichend, um den Markt in Bewegung zu setzen und für Preissenkungen zu sorgen.

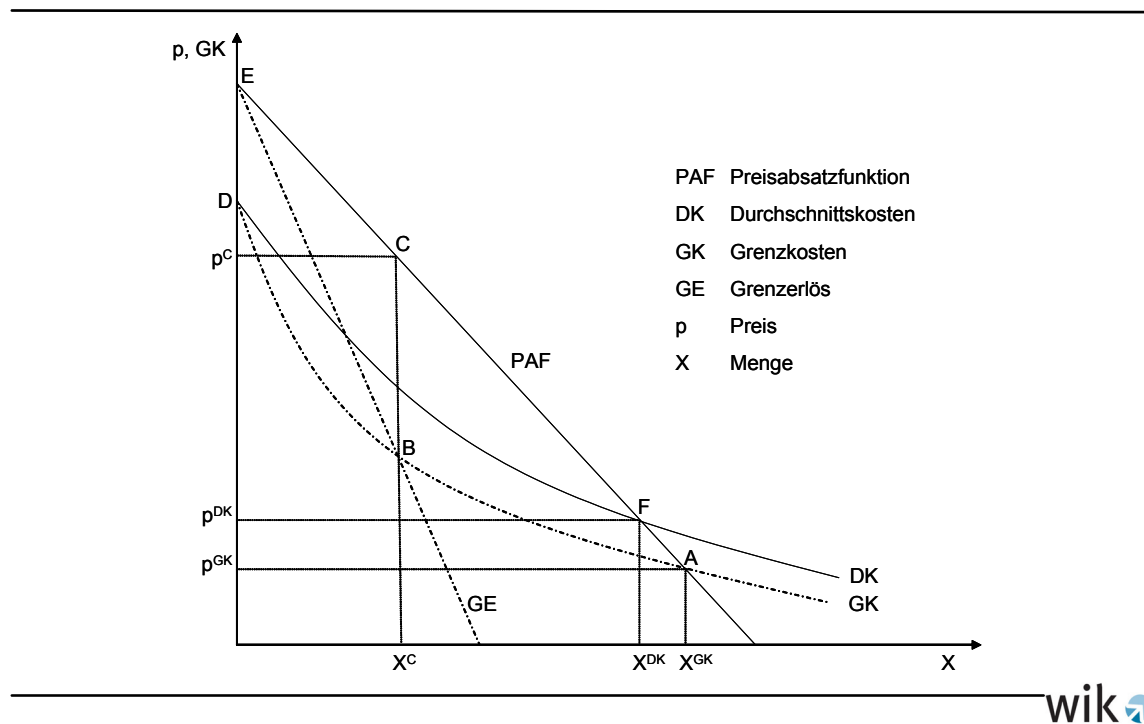
Der Übergang des Messstellenbetriebs und des Messens von einer monopolistischen Teilleistung hin zu einer frei am Markt verfügbaren Dienstleistung ermöglicht Wohlfahrtsgewinne. Denn während es sich bei den Gas- und Stromnetzen um natürliche Monopole handelt, die durch Unteilbarkeiten und daraus resultierende sinkende Durchschnittskosten charakterisiert sind, ist bei den liberalisierten Messdienstleistungen nicht von einer solchen Situation auszugehen. Vielmehr kann hier die Entwicklung eines Wettbewerbsmarktes erwartet werden. Im Folgenden werden die zugrunde liegenden ökonomischen Zusammenhänge theoretisch dargelegt. Zu Referenzzwecken wird dazu zunächst auf die Cournot-Preisbildung im natürlichen Monopol, also die Preisbildung für Netznutzungsgebühren, eingegangen. Sie ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

In Abbildung 4-1 wird von monoton sinkenden Durchschnittskosten ausgegangen, die unterhalb der Grenzkosten liegen (strenge Subadditivität). Der Monopolist maximiert seinen Gewinn bei derjenigen Angebotsmenge, bei der der Grenzerlös den Grenzkosten entspricht (Punkt B). Daraus ergeben sich der zugehörige Preis (p^C) und die zugehörige Menge (X^C). Der Monopolpreis liegt über den Durchschnitts- (DK) und über den Grenzkosten (GK) und damit höher als der Wettbewerbspreis p^{GK} (d.h. der Preis bei Anwendung der Preis = Grenzkostenregel, Punkt A). Die Menge ist niedriger als in der wettbewerblichen Referenzsituation (X^{GK}). Wenn der Monopolist zu Durchschnittskosten anbieten würde (z.B. aufgrund der Bedrohung durch potenzielle Konkurrenz oder eines Regulierungseingriffs) könnte der Preis auf p^{DK} sinken und die angebotene Menge auf X^{DK} steigen. Dies entspricht allerdings nur einer second best-Lösung, da die Preis = Grenzkostenregel verletzt wird. Es entsteht eine Ramsey-Optimalität, d.h. eine

¹⁷ Financial Times Deutschland (2004).

wohlfahrtsoptimale Situation unter der Nebenbedingung, dass der Monopolist keinen Verlust erleidet.¹⁸

Abbildung 4-1: Cournot-Preisbildung im natürlichen Monopol



Quelle: Fritsch, T. et al. (2001)

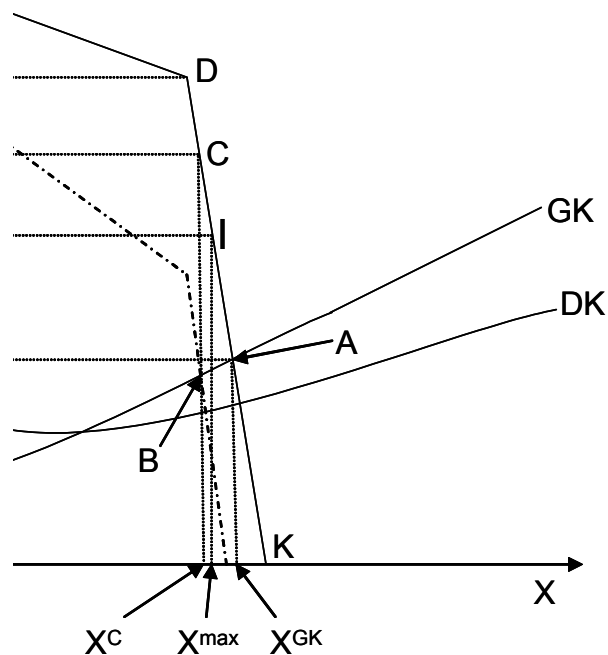
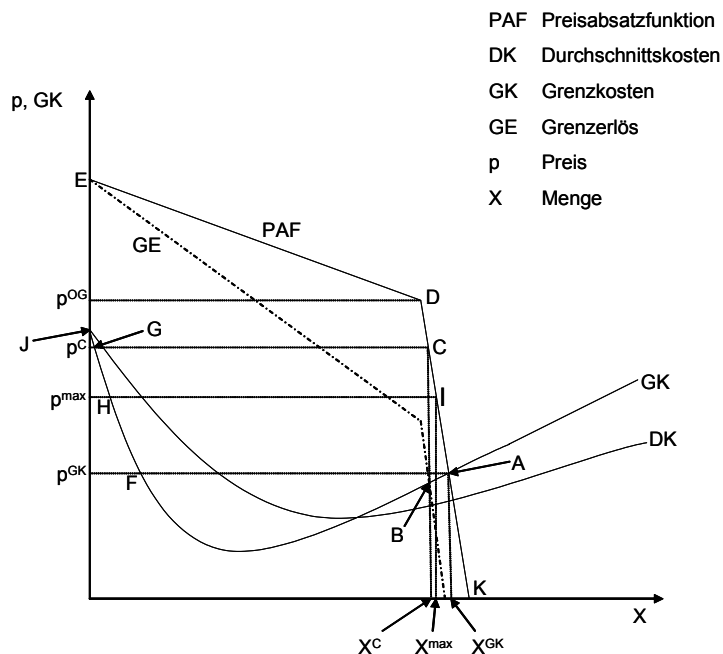
Im Gegensatz dazu stellt sich die Situation im Bereich des Messwesens anders dar. Die Kostenfunktionen für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung sind nicht über den gesamten relevanten Bereich des Outputs subadditiv.¹⁹ Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass die mindestoptimale Betriebsgröße, also das Minimum der langfristigen Durchschnittskosten, von mehreren Unternehmen erreicht werden kann. Der bereits erfolgte Markteintritt einiger Unternehmen bestätigt diese Annahme. Die Nachfrage nach diesen Dienstleistungen bleibt im Verhältnis zur Nachfrage nach Netznutzung konstant, da beide Leistungen im Regelfall nur gemeinsam angeboten werden können. Daher ist die Nachfrage nach Messdienstleistungen im relevanten Bereich, wie auch die Nachfrage nach Elektrizität und Gas (und damit auch nach Netznutzung), kurzfristig sehr unelastisch. Abbildung 4-2 stellt die Situation dar. Der untere Abschnitt (Strecke DK) der geknickten Preisabsatzfunktion (PAF) beschreibt den relevanten Bereich. In diesem Abschnitt führen Preisänderungen nicht zu einem signifikanten Mengenrückgang, da die Preiselastizität der Nachfrage sehr unelastisch ist. Im oberen Abschnitt dagegen (ED), bei dem eine Preisobergrenze (p^{OG}) überschritten wird, geht die Nachfrage bei kleinen Preisänderungen überproportional stark zurück. Dies kann z.B.

¹⁸ Wied-Nebbeling, S. (1997).

¹⁹ Knieps, G. (2005).

bei einem Anstieg der Energiepreise durch Selbstversorgung mit alternativen Kraftstoffen erfolgen, so dass weder die Netznutzung noch eine entsprechende Messung der Energie notwendig sind. Dieser Fall der Substitutionskonkurrenz stellt allerdings den Ausnahmefall dar, so dass sich die wesentlichen Aspekte der nachfolgenden Wohlfahrtsanalyse auf den unelastischen Nachfrageabschnitt (Strecke DK) beziehen.

Abbildung 4-2: Wohlfahrtsgewinne durch Liberalisierung



Für die weitere Analyse wird davon ausgegangen, dass die Grenzkosten des Messstellenbetriebs für den monopolistischen Netzbetreiber und für den neuen Messstellenbetreiber identisch sind. Diese Annahme ist realistisch, da grundsätzlich eine sehr ähnliche Kostenstruktur für die Einrichtung und den Betrieb einer Messstelle vermutet werden kann. Die einzusetzenden Zähler werden bei Herstellern bezogen, die auf einem Wettbewerbsmarkt agieren. Auch der Einbau und die Wartung sind Standardtätigkeiten, bei denen keine größeren Kostenunterschiede bestehen. Die Annahme gleicher Grenzkosten ist also richtig, wenn von einer Situation ausgegangen wird, in der unabhängige Messstellenbetreiber die Zählertechnologie in allen Netzgebieten ohne zusätzlichen Aufwand einsetzen können. Diese Voraussetzung ist im Moment allerdings noch nicht durchweg gegeben, da noch einige Wettbewerbshindernisse bestehen (vgl. Kapitel 4.2.2). Die nachfolgende Analyse bezieht sich also auf eine Situation, die nach der Beseitigung der unten beschriebenen Hindernisse zu erwarten ist.

Zunächst wird die Situation bei Cournotpreisbildung im Monopol betrachtet. Der Monopolist maximiert seinen Gewinn, indem er die Grenzerlöse gleich den Grenzkosten setzt (Punkt B) und daraus Cournotpreis (p^C) und –menge (X^C) bestimmt. Die Produzentenrente umfasst in diesem Fall die Fläche CAG (oberhalb der GK), während die Konsumentenrente CGJED beträgt. Wird der Preis, etwa durch einen Regulierungseingriff, auf p^{MAX} gesenkt, so steigt die zugehörige Menge X^{MAX} geringfügig an. Die Produzentenrente beträgt nun IAH, während die Konsumentenrente auf IHJED steigt. Bei einer wettbewerblichen Preissetzung nach der Preis = Grenzkosten-Regel sinkt die Produzentenrente auf die Fläche zwischen AF und der Grenzkostenkurve, während die Konsumentenrente auf die Fläche DAFJE steigt.

Der Wohlfahrtsgewinn für Konsumenten und Produzenten beim Übergang vom Monopol zu einem Wettbewerbsmarkt wird durch das Dreieck ABC ausgedrückt. Die Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente ist in der Wettbewerbssituation maximal, die Situation ist pareto-effizient.

4.2.2 Markthemmnisse

Für neue Anbieter und Anbieter in fremden Netzgebieten bestehen derzeit noch erhebliche Marktzutritts Hindernisse. Es existieren hohe Marktzutrittskosten, da spezifische Investitionen und Prozesse der einzelnen Netzbetreiber zu mangelnder Interoperabilität beim Einsatz der Messgeräte in Netzen dritter Netzbetreiber und somit zu hohen Transaktionskosten führen. So besteht im Moment eine Vielzahl an Fabrikaten und Ausführungsvarianten, die ein Messstellenbetreiber beschaffen, bevorraten und betreiben (können) muss, will er den Ansprüchen des jeweiligen Netzbetreibers gerecht werden und seine Dienstleistung in verschiedenen Netzgebieten anbieten.

Damit verbunden ist ein hoher Abstimmungsaufwand mit jedem einzelnen Netzbetreiber, der hohe Transaktionskosten entstehen lässt. Sodann kann die installierte Technik

nur für das Netz des jeweiligen Netzbetreibers verwendet werden, so dass die Investitionen einen nahezu irreversiblen Charakter besitzen und somit Kosten darstellen, die bei Marktaustritt nur schwer zurückverdient werden können. Gleichzeitig können als Folge dieser Situation nur geringe Stückzahlen an einheitlichen Geräten beschafft werden, wodurch die Beschaffungskosten relativ hoch sind. Netzbetreiber hingegen konnten in der Vergangenheit aufgrund ihrer Monopolstellung economies of scale bei der Beschaffung und Ausbringung der Zähler verwirklichen. Weiterhin existieren teilweise ungeklärte Zuständigkeiten etwa für die Zeitführung im Zähler, was sich auf die Daten bzw. deren Verwendungsmöglichkeiten auswirkt (Verrechnungsdaten, Lastgänge) oder für die Steuerung der Tarife. Auch ist noch kein Zugriff unterschiedlicher Akteure (Messstellenbetreiber, Netzbetreiber) auf den Zähler möglich, da kein geeignetes Passwortsystem existiert.

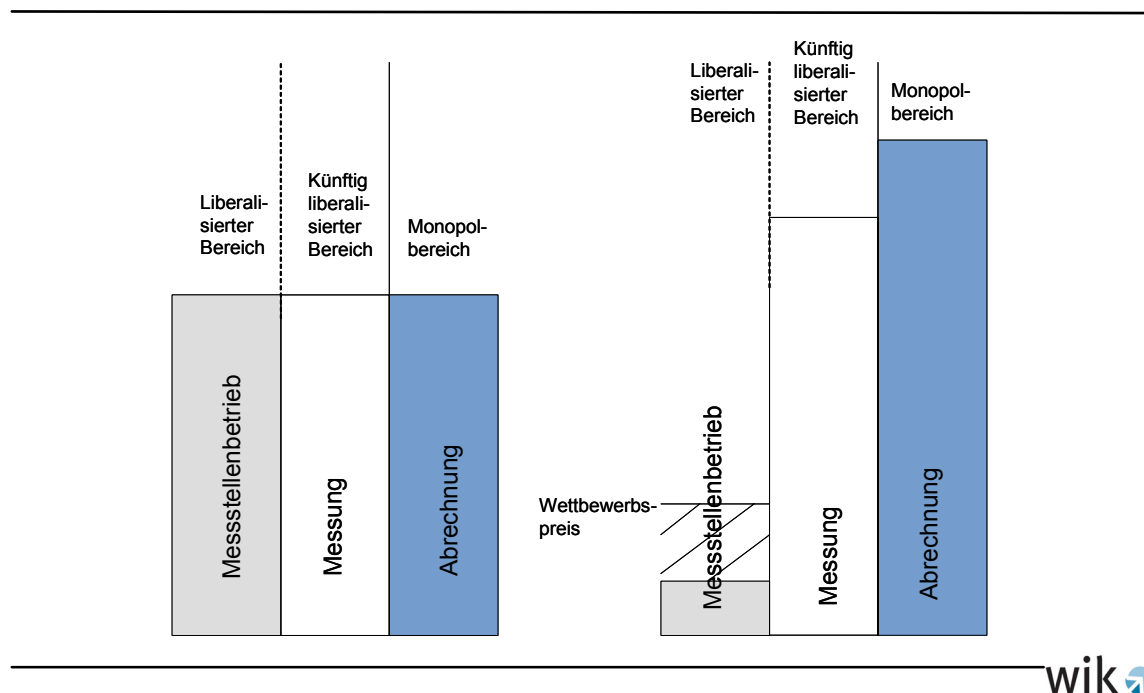
Die Einführung einheitlicher technischer Standards und Prozesse wird somit zur Grundvoraussetzung für funktionierenden Wettbewerb, da sie Interoperabilität gewährleisten. Die Bundesnetzagentur hat mit dem Beschluss zur Festlegung einheitlicher Datenformate und Geschäftsprozesse zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE) vom Juli 2006 dafür eine wichtige Grundlage gelegt. Ab dem 01.08.2007 müssen die Prozesse auf Basis des Datenformats EDIFACT erfolgen. Dies ist sinnvoll, denn Standardisierung schafft Vertrauen in das Investitionsumfeld und befördert Innovationen. Gleichzeitig bewahrt sie vor Kostenduplizierung und erhöht die Wettbewerbsintensität.²⁰

Neben diesen technischen und prozessbezogenen Hindernissen ergeben sich aus der unbefriedigenden rechtlichen Situation weitere Hürden für dritte Messstellenbetreiber. Da bisher nur der Messstellenbetrieb und nicht die Messung liberalisiert wurde kann es zu Ineffizienzen kommen. Dies kann in dem Falle, dass ein Lieferant gleichzeitig als Messstellenbetreiber auftritt, zu einer Situation führen, in der die gelieferte Energie doppelt gemessen wird; einmal durch den Netzbetreiber, da nur er die abrechnungsrelevanten Daten erheben darf und zum anderen durch den Lieferanten, da die vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Daten möglicherweise nicht den Anforderungen entsprechen, die er für seine Vertriebsaktivitäten benötigt.

Weiterhin birgt die derzeitige Rechtssituation die Gefahr der Quersubventionierung von den nicht liberalisierten Bereichen Messung und Abrechnung hin zum liberalisierten Bereich des Messstellenbetriebs (siehe Abbildung 4-3).

²⁰ Reid, P. (2006).

Abbildung 4-3: Gefahr der Quersubventionierung



Quelle: WIK

Eine solche Politik macht es Newcomern unmöglich, zu kostendeckenden Preisen in den Markt zu treten, da die Kunden dann für die gesamte Dienstleistung Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung deutlich mehr bezahlen müssten als zuvor. Erschwerend kommt an dieser Stelle hinzu, dass die Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung wie in Kapitel 3 beschrieben nicht getrennt ausgewiesen werden müssen. So ist es für den Anschlussnehmer aufgrund dieser mangelnden Transparenz nicht möglich, das Dienstleistungsangebot „Messstellenbetrieb“ separat zu bewerten und mit Angeboten am Markt zu vergleichen. Weiterhin birgt die Spaltung in Anschlussnehmer und Anschlussnutzer die Gefahr, dass ein Anschlussnehmer, der gleichzeitig Vermieter ist und den Messstellenbetreiber wählen kann, selbst bei einem monetären Einsparpotenzial keinen Gebrauch von seinem Wahlrecht macht, da er die Zähler- und Energiekosten über die Nebenkostenabrechnung umlegt und sich somit nicht schlechter stellt. Der Anschlussnutzer bzw. Mieter dagegen, der in Verbindung mit der Einführung der Smart-Meter-Technologie (siehe Kapitel 5) von einem verbesserten Energiemanagement profitieren könnte, ist noch nicht in den Prozess involviert.

4.3 Quantitative Analyse

Die empirische Untersuchung der Veränderung der Messpreise erfolgt auf Basis der bereinigten Daten einer vom Verband der Energieabnehmer (VEA) gepflegten Datenbank. Es handelt sich dabei um ein unbalanciertes Panel, insbesondere in den ersten Erhebungswellen ist die Zahl der Beobachtungen deutlich geringer als zuletzt. Zur Un-

tersuchung der firmenindividuellen Messpreise als Aggregat der Preise für Messstellenbetrieb, Zählung und Abrechnung ist dies allerdings von geringer Relevanz.

4.3.1 Deskriptive Statistiken

Die deskriptiven Statistiken zeigen nominal einen tendenziell leichten Rückgang der Messpreise auf Mittel- und Niederspannungsebene (mit und ohne Leistungsmessung). Die Entwicklung ohne Leistungsmessung in der Niederspannung ist in Tabelle 4-2 dargestellt (für die anderen Bereiche wird auf den Anhang verwiesen). Auffällig ist der deutliche Rückgang der Streuung der Messpreise (- 28 % über den Betrachtungszeitraum). Dies erklärt sich vor allem nicht nur durch eine Reduzierung der maximal beobachteten Preise, sondern vielmehr durch einen sehr deutlichen Anstieg der Preisminima (+ 61%). Die Messpreise für private Anschlüsse und Kleingewerbetreibende stiegen dabei insbesondere von 2001 auf 2002. Eine Studie von Growitsch und Wein aus dem Jahr 2005 hat für denselben Zeitraum eine ähnliche Entwicklung für die Netzentgelte der Niederspannung festgestellt und dies mit strategischem Verhalten der Netzbetreiber unter der Androhung einer Bundeskartellamtsintervention für die 30% teuersten Anbieter begründet.²¹ Die für die Messpreise beobachteten Entwicklungen könnten allerdings auch mit Veränderungen des Datensatzes zusammenhängen oder sogar Indiz für erste regulatorische Erfolge sein, falls die Einführung der Verbändevereinbarung II weniger Spielraum für willkürliche Preissetzung ließ.

Tabelle 4-2: Entwicklung der Messpreise ohne Leistungsmessung - Niederspannung

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Beobachtete Werte	<i>Anzahl</i>	396	3.780	3.619	9.891	10.618	10.594	8.814
Mittelwert	<i>Euro</i>	28,77	29,59	29,75	29,29	29,06	29,06	28,85
	Δ Vorjahr (%)		2,86	0,52	-1,54	-0,76	-0,02	-0,72
	Δ 2000 / 2006 (%)	0,28						
Standardabweichung	<i>Euro</i>	7,31	6,91	6,41	5,41	5,07	5,14	5,24
	Δ Vorjahr (%)		-5,4	-7,3	-15,6	-6,4	-1,44	-1,88
	Δ 2000 / 2006 (%)	-28,37						
Minimum	<i>Euro</i>	6,14	6,14	12,78	10,22	10,22	10,22	9,90
	Δ Vorjahr (%)		0,0	108,3	-20,0	0,0	0,0	-3,1
	Δ 2000 / 2006 (%)	61,36						
Maximum	<i>Euro</i>	76,90	76,90	76,90	76,90	62,00	62,00	62,00
	Δ Vorjahr (%)		0,0	0,0	0,0	-19,4	0,0	0,0
	Δ 2000 / 2006 (%)	-19,4						

Quelle: WIK auf Grundlage der VEA-Datenbank, nominale Preise.

²¹ Growitsch, C. und Wein, T. (2005).

4.3.2 Paneldatenanalyse

Zur Erklärung der Messpreise auf Netzbetreiberebene wurden verschiedene Paneldatenmodelle geschätzt. Da der Hausman-Test keine signifikanten Unterschiede zwischen dem Fixed-Effect und dem Random-Effect Schätzer zeigt, erwies sich die Schätzung fixer Effekte als vorteilhaft. Zur Berücksichtigung der Autokorrelationsproblematik wurde ein Modell mit robusten Standardfehlern geclustert nach den einzelnen Unternehmen geschätzt.

Zur Überprüfung systematischer Preisunterschiede aufgrund strukturell unterschiedlicher Prozesskosten werden in einem ersten Modell die Messpreise in der Niederspannung ohne Leistungsmessung als Funktion der Netznutzungsentgelte der Niederspannung untersucht. Dabei wird unterstellt, dass die Netznutzungsentgelte eine Funktion der Strukturmerkmale Verkabelungsgrad, Ost/West sowie der Abnehmerdichte sind.²² Insbesondere letzterer Parameter dürfte auch die Messpreise determinieren, ist aber im vorliegenden Sample nicht direkt beobachtbar und daher über die Netznutzungsentgelte approximiert. Der erwartete Zusammenhang ist daher der Folgende: Je höher die Netznutzungsentgelte, desto höher die Messpreise.²³ Das erste Modell ist in Tabelle 4-3 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Messpreise ohne Leistungsmessung durch die korrespondierenden Netzentgelte auf der Niederspannungsebene signifikant erklärt werden können. Der Erklärungsbeitrag des Gesamtmodells ist allerdings äußerst gering (sehr niedriges adjustiertes R-Quadrat), was auf die geringe Varianz der Messpreise im Zeitablauf zurückzuführen ist.

Tabelle 4-3: Schätzung Messpreise ohne Leistungsmessung – Niederspannung I

Anzahl der Beobachtungen: 32.077						
Anzahl der Unternehmen: 689						
Exogene Variable	Koeffizient	Standardfehler	t	P> t	95%Konfidenzintervall	
Netznutzungsentgelte (ohne Leistungsmessung)	0,0039	0,0011	3,48	0,000	0,0017	0,0060
Konstante	26,0256	0,7088	36,72	0,000	24,6339	27,4172

Quelle: WIK auf Grundlage der VEA-Datenbank, nominale Preise.

Die zweite empirische Schätzung (Tabelle 4-4) ergibt ein negatives Vorzeichen des Zeittrends und deutet somit auf die schon den deskriptiven Statistiken zu entnehmenden im Zeitablauf sinkenden Messpreise hin. Der sehr kleine Koeffizient des Zeittrends zeigt allerdings auch, dass die Reduktion der Messpreise nur sehr gering war.

²² Vgl. Growitsch, C. und Wein, T. (2005).

²³ Ein gegenteiliger Zusammenhang könnte im Übrigen als Quersubventionierung zwischen Netzentgelten und Messpreisen interpretiert werden. Zukünftige Forschung sollte diesen Aspekt adressieren.

Tabelle 4-4: Schätzung Messpreise ohne Leistungsmessung – Niederspannung II

Anzahl der Beobachtungen: 32.077						
Anzahl der Unternehmen: 689						
Exogene Variablen	Koeffizient	Standardfehler	t	P> t	95%Konfidenzintervall	
Netznutzungsentgelte (ohne Leistungsmessung)	0,0037	0,0016	3,34	0,000	0,0015	0,0059
Zeittrend	-0,0085	0,0008	-2,19	0,029	-0,0160	-0,0009
Konstante	26,44089	0,6994	37,81	0,000	25,0678	27,8140

Quelle: WIK auf Grundlage der VEA-Datenbank, nominale Preise.

Zieht man weitere Preisvariablen zur Erklärung der Messpreise ohne Leistungsmessung heran, wird deutlich, dass mit steigenden Netznutzungsentgelten in der Niederspannung (mit und ohne Leistungsmessung) die Messpreise statistisch signifikant, wenn auch in geringem Ausmaß steigen. Gleichmaßen lässt sich auch der signifikant positive Koeffizient der Messpreise mit Leistungsmessung der Niederspannung interpretieren. Der Zeittrend verliert in diesem Schätzmodell seine Signifikanz, allerdings sinkt aufgrund von Erfassungslücken im Datensatz die Anzahl der berücksichtigten Beobachtungspunkte deutlich. Da so aber nicht mehr eindeutig feststellbar ist, ob sich die Veränderungen der Schätzergebnisse aufgrund der zusätzlichen Variablen oder der anderen Samplestruktur ergeben, wurde auf eine tabellarische Darstellung verzichtet

Es bleibt festzuhalten, dass die Messpreise ohne Leistungsmessung im Zeitablauf marginal aber statistisch signifikant zurückgegangen sind. Lediglich bei Verringerung der Anzahl der Beobachtungen durch Einbeziehung weiterer erklärender Variablen lässt sich der Rückgang nicht mehr statistisch abgesichert beobachten. Dafür zeigt sich allerdings, dass höhere Netznutzungsentgelte auch zu höheren Messpreisen führen.

5 Ökonomische Implikationen von Smart Metering-Systemen

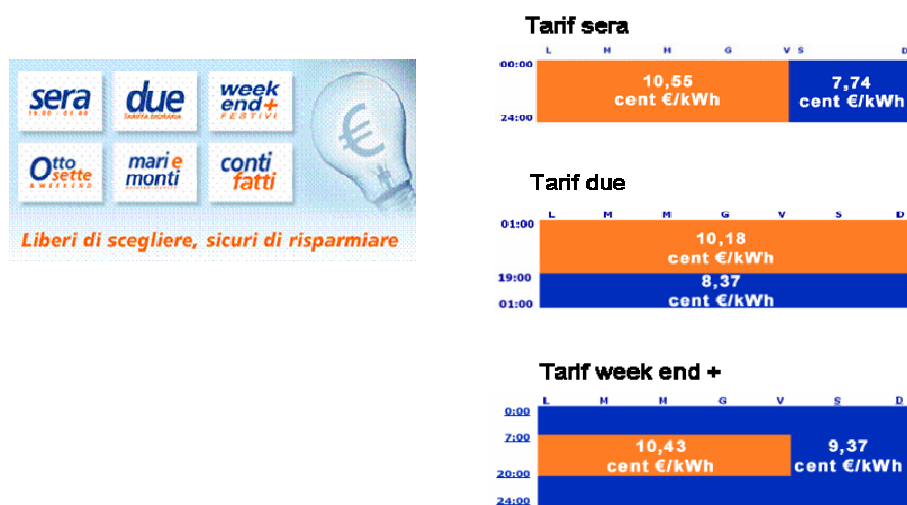
Parallel zur Liberalisierung des Zähl- und Messwesens hat sich im Bereich der Zählertechnologie, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, eine rasante Entwicklung hin zu intelligenten und kommunikationsfähigen Zählern vollzogen. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei Überwindung der oben genannten Informationsdefizite beim Kunden und einer günstigen Bereitstellung der Technologie eine Beschleunigung der Innovationen bei Geräteentwicklungen und Zählwertbereitstellung erfolgen wird. Daraus ergeben sich Chancen für ein Angebot an neuen Dienstleistungen und die Möglichkeit zur Preisdifferenzierung. Auch unter einem zukünftigen Anreizregulierungsregime können die Zähler zu einer verbesserten und effizienteren Qualitätsregulierung sowie zu Produktivitätssteigerungen beitragen. In diesem Abschnitt werden ökonomische Chancen und Potenziale der Technologie beschrieben und die Wirkung der Preisdifferenzierung, die mit den intelligenten Zählern möglich ist, analysiert.

5.1 Chancen und Potenziale

Aus den in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Fähigkeiten der neuen Zählertechnologien ergeben sich neue Möglichkeiten und Chancen für alle involvierten Akteure.

Für die Lieferanten von Strom eröffnet sich die Möglichkeit, den Kunden ein differenziertes Tarifangebot zu unterbreiten. Somit kann der Kunde zwischen verschiedenen Tarifen wählen, die seinem Verbrauchsverhalten entsprechen. Ein solches Angebot eröffnet zum Beispiel der italienische Versorger ENEL seinen Kunden, nachdem rund 27 Millionen Haushalte mit intelligenter Zählertechnologie ausgerüstet wurden. Abbildung 5-1 zeigt, wie diese Tarife ausgestaltet sind.

Abbildung 5-1: Tarifangebot der ENEL



Quelle: ENEL

Durch ein differenziertes Tarifangebot kann die Beziehung der Unternehmen zu ihren Kunden gefestigt werden, da es sich stärker an den Bedürfnissen der Nachfrager orientiert. Die Homogenität des Gutes Strom wird durch diese preisliche Differenzierung teilweise aufgehoben. Die sich aus der Preisdifferenzierung ergebenden ökonomischen Wirkungen werden genauer in Abschnitt 5.2 analysiert. Nach der Liberalisierung des „Messens“ wird es für Lieferanten, die gleichzeitig als Messstellenbetreiber auftreten, noch einfacher sein, individuelle Tarifangebote zu unterbreiten, da relevante Messungen erleichtert werden. Dabei muss allerdings darauf geachtet werden, dass die eingesetzten Zähler kompatibel mit denen anderer Lieferanten sind, da ansonsten der Lieferantenwechsel erschwert werden kann.

Weitere positive Effekte der Smart-Meter-Technologie sind die abnehmende Zahl an Abrechnungsfehlern, da manuelle Vorgänge, die häufig eine Fehlerquelle darstellen, überflüssig werden. Gleichzeitig können durch die Zählerfernauslesung und die automatisierte Datenverarbeitung Kosten gesenkt werden. Insbesondere im Falle eines Lieferanten- oder Wohnungswechsels ist ein einfacheres und effizienteres Management realisierbar. Weiterhin sind eine einfachere und kostengünstigere Sperrung des Stromanschlusses bei Zahlungsverzug und die Verhinderung von Stromdiebstahl möglich.

Die Fähigkeit der intelligenten Zähler zur Aufzeichnung von individuellen Lastkurven bietet darüber hinaus die Möglichkeit, Dienstleistungen anzubieten, die auf dieser Grundlage aufbauen. So ist etwa ein Einspar-Contracting denkbar, das durch die Kenntnis der individuellen Lastprofile effizienter ausgestaltet werden kann. Somit spart der Verbraucher sowohl Energie als auch Kosten. Weiterhin kann die Smart-Meter-Technologie als Migrationsstrategie in Richtung eines intelligenten Hauses gesehen werden. Der Zähler, der die natürliche Schnittstelle zwischen Lieferant und Kunde bildet, wird somit zum Gateway für eine weitergehende Automatisierung von Prozessen und Dienstleistungen.

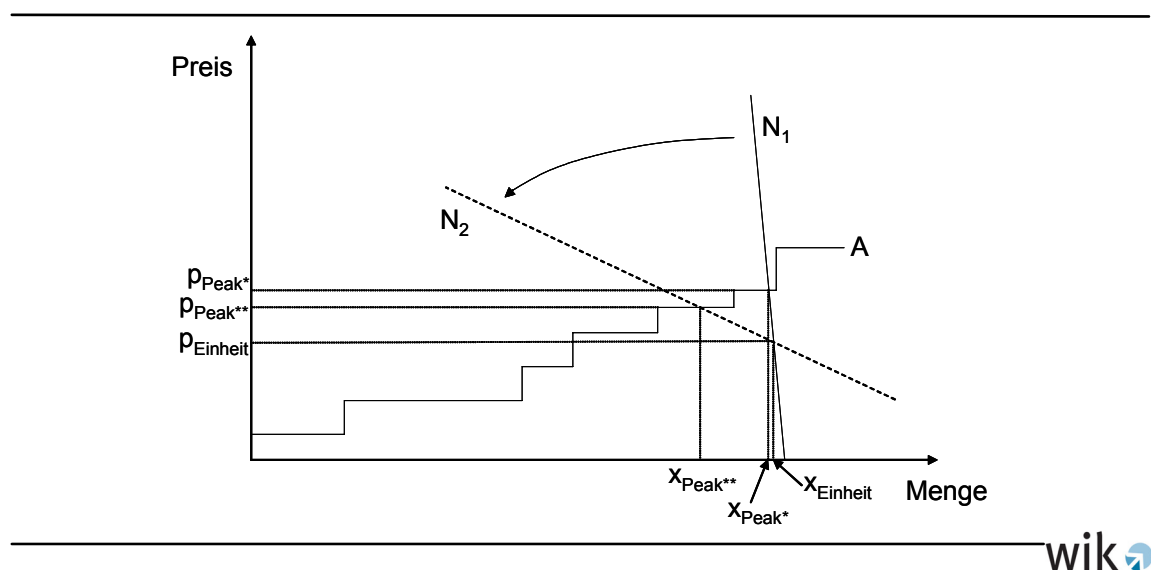
Auch für die Netzbetreiber ergeben sich Vorteile durch den Einsatz der Smart Meter. Durch die ständige Abrufbarkeit der aktuellen Messwerte sind genauere Informationen über den Netzzustand bzw. die Netzlast verfügbar. Dies kann zu einem besseren Lastmanagement und somit einem besseren Ausgleich von Netzein- und -ausspeisung beitragen. Dabei können etwaige Störungen oder Energieverluste im Netz leichter lokalisiert werden und somit Warnhinweise auf potenzielle Blackouts gegeben werden. Durch die Möglichkeit der Lastbegrenzung über entsprechende Signale an die Zähler können im Falle einer erhöhten Netzfrequenz ebenfalls direkt nachfrageseitige Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Die Netzqualität kann durch die einfachere Datenerhebung und -bereitstellung und eine höhere Datenqualität effizienter ermittelt werden. Dies ist auch vor dem Hintergrund einer zukünftigen Qualitätsregulierung unter einem Anreizregulierungsregime als ein großer Vorteil anzusehen. Schließlich können durch die neue Technologie aufbauend auf den Messwerten der Vergangenheit auch Lastprognosen einfacher und valider erstellt werden.

5.2 Wirkung der Preisdifferenzierung

Durch die beschriebene Möglichkeit zur Preisdifferenzierung im Haushaltsbereich wird volkswirtschaftlich gesehen eine elastischere Nachfragekurve generiert. Die Tarife geben korrekte Preissignale wider, die sich aus den tatsächlichen Stromgestehungskosten ergeben. Somit wird eine optimale Allokation der Produktionsfaktoren im Erzeugungsbereich ebenso gewährleistet wie eine Anzeige der Knappheit der zu liefernden Energie in Richtung der Nachfrageseite. Der Preis spiegelt also etwaige Erzeugungsengpässe genauso wider wie eine relativ problemlose Verfügbarkeit von Energie. Nur aufgrund dieser Information können die Nachfrager - wie auf anderen funktionierenden Märkten auch - entscheiden, ob und wann sie zu einem entsprechenden Preis Energie beziehen oder auch nicht.

Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 zeigen die Effekte, die sich kurzfristig aus einer Preisdifferenzierung ergeben.²⁴

Abbildung 5-2: Elastische Nachfragekurve zur Spitzenlastzeit



Quelle: WIK

Momentan ist die Nachfragekurve (N_1) sehr unelastisch und verläuft daher sehr steil. Dies liegt zum einen an der kurzfristig schwierigen Substituierbarkeit von Elektrizität, zum anderen aber auch an der derzeitigen Preisgestaltung der Stromlieferanten. So ist im Moment ein Einheitstarif²⁵ vorherrschend (p_{Einheit}), der auf einer Durchschnittskalku-

²⁴ Vgl. im Folgenden auch WIK-Consult et. al. (2006).

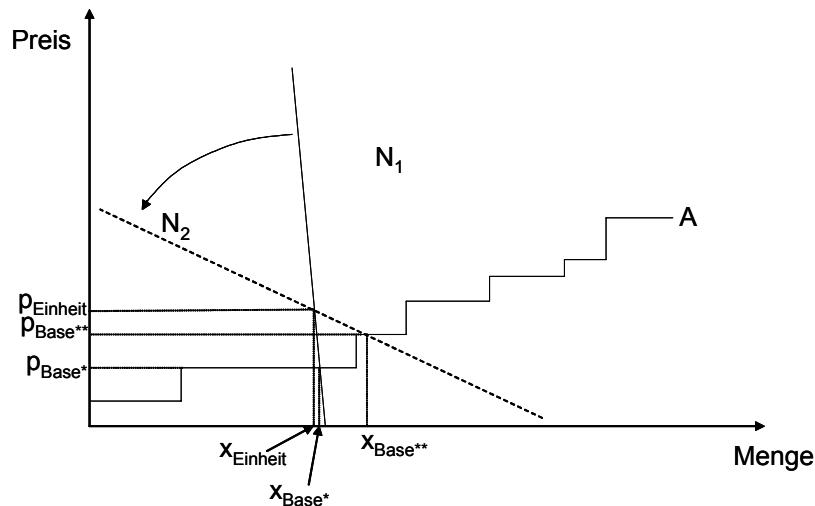
²⁵ Von der Unterscheidung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis wird an dieser Stelle abgesehen, da diese keine Auswirkungen auf die folgende Analyse hat. Der Leistungspreis ist in der Regel ein Fixpreis, der durch das Abnahmeverhalten zunächst nicht verändert wird. In der Betrachtung kann der Leistungspreis also zunächst gleich Null gesetzt werden.

lation der Energieunternehmen beruht. Die tatsächlichen Kosten der Energieerzeugung und –übertragung zur jeweiligen Tageszeit werden durch ihn nicht angezeigt. Daraus resultierend kann der Energieverbraucher infolge von Unkenntnis über den „wahren“ Preis keine wirkliche Entscheidung treffen und hat auch keinen Anreiz dies zu tun, da ein Verbrauch etwa zu Spitzenlastzeiten keinerlei direkte Auswirkungen auf seine Stromrechnung nach sich zieht. In Abbildung 5-2 liegt der Stromverbrauch bei einem Einheitstarif bei X_{Einheit} . Der tatsächliche Preis der Energieerzeugung ergibt sich allerdings durch den Schnittpunkt der Nachfrage mit der Angebotskurve (A). Diese setzt sich aus den einzelnen Angeboten der Kraftwerke zusammen (Merit-Order-Curve). Der Angebotspreis des letzten zur Deckung der Nachfrage erforderlichen Kraftwerks bestimmt dabei den Marktpreis. Dieser spiegelt also die kurzfristig variablen Kosten des jeweiligen Grenzkraftwerks wider.²⁶ Würden diese Grenzkosten der Stromerzeugung durch die Tarifiedifferenzierung bei der Preisbildung direkt berücksichtigt, so würde die verbrauchte Menge zunächst nur auf X_{Peak^*} zurückgehen, während der Preis deutlich auf p_{Peak^*} ansteigen würde. Nun würden die Verbraucher also zunächst den „wirklichen“ Strompreis bezahlen, der deutlich höher liegt als der Einheitstarif P_{Einheit} , verursacht durch eine recht unelastische Nachfragekurve N_1 . Wenn die Verbraucher nun diesen relativ hohen Preis wahrnehmen, ist davon auszugehen, dass sie versuchen werden, ihren Verbrauch abzusenken (in Abbildung 5-2 auf $X_{\text{Peak}^{**}}$) und damit ihr Nachfrageverhalten ändern. Der Preis geht entsprechend auf $p_{\text{Peak}^{**}}$ zurück, die Nachfragekurve ist somit elastischer geworden (N_2). Alleine die Information über die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung führen also - unter der Annahme, dass es sich bei Strom um ein normales Gut handelt und die Verbraucher rational handeln - zu einer Reduzierung des Energieverbrauchs während der Spitzenlastperiode.

Eine umgekehrte Situation wird sich tendenziell während der Schwachlastzeiten ergeben (vgl. Abbildung 5-3).

²⁶ Schiffer, H.-W. (2005).

Abbildung 5-3: Elastische Nachfragekurve zur Schwachlastzeit



Quelle: WIK

wik

Die Angebotskurve (A) in Schwachlastzeiten entspricht derjenigen in Spitzenlastzeiten, auch der Einheitstarif (p_{Einheit}) liegt auf demselben Niveau. Die Nachfragekurve verschiebt sich im Vergleich zu Abbildung 5-2 nach links. Der reale Preis sinkt bei Einführung differenzierter Tarife zunächst von P_{Einheit} auf P_{Base^*} , da die Stromerzeugung in der Schwachlastperiode tatsächlich billiger ist. Der Haushalt dehnt seinen Verbrauch zunächst auf X_{Base^*} und im Falle einer elastischer gewordenen Nachfragekurve (N_2) auf $X_{\text{Base}^{**}}$ aus. Es ist insbesondere damit zu rechnen, dass bestimmte Verbräuche von der Spitzen- in die Schwachlastperiode verlagert werden.

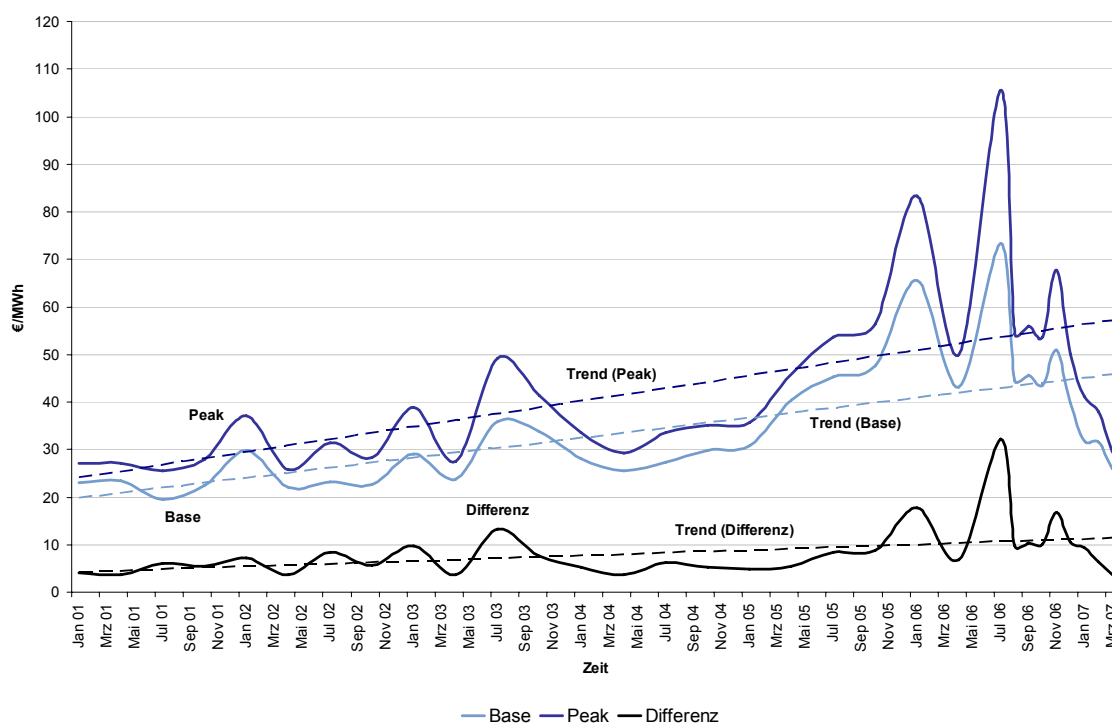
Insgesamt finden also durch die aufgrund verbesserter Zählertechnik ermöglichten Preisinformationen sowohl eine Kappung der Lastspitzen als auch ein Füllen der Lasttäler statt. Die Lastkurve wird insgesamt geglättet, was zu einer Stabilisierung des Energiesystems führt. Ereignisse wie etwa der Blackout in Kalifornien im Jahre 2001, bei dem die Tarife auf einem bestimmten Niveau eingefroren wurden und somit keine Knappheitssignale mehr aussendeten, werden unwahrscheinlicher.

Bei der Analyse muss beachtet werden, dass ein gewisser Teil der Nachfrage immer recht unelastisch bleiben wird, da manche Anwendungen mit Lebensgewohnheiten verbunden sind, die nur schwer verändert werden können. So ist der Betrieb mancher elektrischer Geräte in den Morgenstunden (z.B. Kaffeemaschine, Fön, Radio) wohl kaum in andere Tageszeiten zu verschieben. Der Endverbraucher muss also stets abwägen, ob sein Nutzen seine Kosten, die durch Inkaufnahme eines höheren Strompreises entstehen, übersteigen. Die Konsumenten werden genau dann Lastverlagerungsprogram-

me installieren, wenn die gesamten „Gewinne“ zur Spitzenlastzeit größer sind als die „Verluste“ zur Schwachlastzeit.²⁷

Wie Abbildung 5-4 zeigt, hat sich die Differenz zwischen Base- und Peakpreisen an der EEX von 2001 bis heute tendenziell vergrößert. Stadler/Auer²⁸ schließen daraus auf eine zunehmende Knappheit gerade bei Spitzenlastkraftwerken. Die für den Verbraucher zu erzielenden „Gewinne“ steigen also tendenziell, der Anreiz für entsprechende Verhaltensänderungen ebenfalls.

Abbildung 5-4: Entwicklung des Base- und Peak-Strompreises an der EEX



Quelle: WIK

wik

Langfristig ist davon auszugehen, dass die Verbraucher aufgrund ihres verbesserten Wissensstandes nicht nur versuchen, die Lastspitzen bzw. – täler auszugleichen, sondern auch ihren gesamten Energieverbrauch senken. Dies kann z.B. durch den Kauf energieeffizienterer Geräte und Beleuchtungsanlagen erfolgen.

²⁷ Palensky, P. et al. (2006).

²⁸ Stadler, M., Auer, H. (2004).

6 Erfahrungen im Ausland

6.1 Großbritannien

6.1.1 Rahmenbedingungen und Regulierung

Die Liberalisierung des Messwesens im Strom- und Gassektor in Großbritannien erfolgte bereits im Jahr 2001, als der britische Regulierer OFGEM eine entsprechende Strategie vorlegte, die die Einführung eines wettbewerblichen Regimes vorsah.²⁹ Ziel dieser Strategie war und ist es, die Wahlmöglichkeiten im Bereich der Messdienstleistung zu erhöhen und Investitions- und Innovationsanreize zu schaffen. Eine Änderung der Rahmenbedingungen erfolgte insbesondere dahingehend, dass die Wahl des Messstellenbetreibers und damit auch die Entscheidung über Art und Umfang des Services prinzipiell nun nicht mehr vom Netzbetreiber, sondern vom Energielieferanten getroffen wird. Die Netzbetreiber wurden allerdings dazu verpflichtet, Messdienstleistungen anzubieten, falls diese von einem Lieferanten nachgefragt werden.

Die letzten fünf Jahre können als Übergangsphase bezeichnet werden, in der auf der einen Seite der Markt für neue Wettbewerber geöffnet wurde, während auf der anderen Seite für die Messdienstleistungen der alteingesessenen Monopolisten, also der entflochtenen (Verteil-)Netzbetreiber, eine Preiskontrolle eingeführt wurde. Diese bezieht sich allerdings nur auf die Aktivitäten der Bereitstellung und den Betrieb der Zähler, nicht auf die Messung und Datenaufbereitung. Auch unterliegen nur die technisch einfacheren (Standard-)Zähler der Regulierung, während die Preisgestaltung bei technisch fortschrittlicheren (und somit oft auch teureren) Zählern frei ist, um Innovationsanreize in diesem Bereich zu bewahren (siehe auch Abschnitt 6.1.3).

Im Gassektor wurden die Aktivitäten Installation, Instandhaltung und Bereitstellung der Zähler (durch die Netzbetreiber) im Jahr 2002 einer Price-Cap-Regulierung unterworfen, nachdem zuvor das System einer Revenue-Cap-Regulierung verfolgt worden war.

Im Strombereich erfolgt die Regulierung (der Netzbetreiber) zweigeteilt. Es wird zwischen Bereitstellung des Zählers (Meter Asset Provision, MAP) und Messstellenbetrieb (Meter Operation; MOp) unterschieden. Unter MAP wird dabei die permanente Bereitstellung eines Zählers an einem Zählpunkt verstanden, während unter dem Begriff MOp sämtliche Arbeiten zusammengefasst werden, die mit den Aktivitäten Installation, Inbetriebnahme, Überprüfung, Reparatur, Instandhaltung, Demontage und Austausch der Stromzähler verbunden sind. Für die Zählerbereitstellung (MAP) gilt eine Preisobergrenze in Höhe des annualisierten Wiederbeschaffungswertes eines Zählers.

²⁹ OFGEM (2001).

Im Bereich Messstellenbetrieb (MOp) gilt für so genannte „Standard Appointments“, also routinemäßige Termine des Netzbetreibers beim Kunden, eine Revenue-Cap-Regulierung. Dabei spielt die Bauweise des Zählers eine Rolle hinsichtlich der Höhe der Erlösobergrenze, wie Tabelle 6-1 zeigt.

Tabelle 6-1: Ansetzbare Tätigkeiten des Messstellenbetriebs

Ansetzbare Tätigkeit	Erlösobergrenze £ pro Tätigkeit (Preise aus 2002/03)
Kundentermin Einphasen-Zähler (Haushalt)	21,37
Kundentermin Mehrphasen-Zähler (größerer Haushalt und einige Nicht-Haushaltskunden)	34,91
Kundentermin Zähler mit Stromwandler (Industrie und Gewerbetunden)	106,67

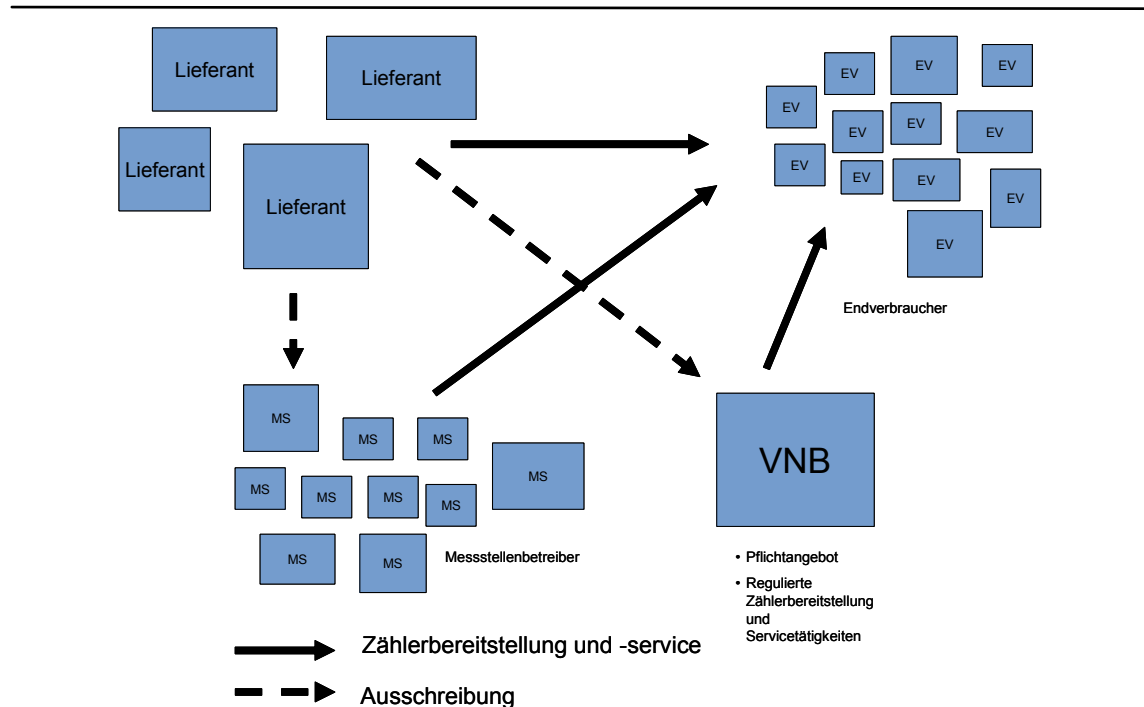
Quelle: OFGEM (2006a), eigene Übersetzung

Die direkte Preisregulierung der Aktivitäten Zählerbereitstellung und Messstellenbetrieb wurde im Bereich der Strommessung am 31. März 2007 für alle Messeinrichtungen beendet, die nach diesem Datum neu installiert werden oder alte Einrichtungen ersetzen, während im Gasbereich das Ergebnis einer entsprechenden Studie zur Entwicklung des Wettbewerbs abgewartet wird.³⁰

Bei dem britischen Modell handelt es sich grundsätzlich um einen anderen Ansatz als in Deutschland, wo der Endkunde (Anschlussnehmer, Anschlussnutzer) durch die Wahl eines Messstellenbetreibers einen (Wechsel-) Prozess auslöst. In Großbritannien dagegen geht die Initiative vom Energielieferanten aus, der – in der Regel über eine Ausschreibung – einen oder mehrere Messstellenbetreiber und auch Bereitsteller von Stromzählern auswählt, oder eine interne Abteilung mit den entsprechenden Dienstleistungen beauftragt, falls diese technisch und wirtschaftlich (d.h. zu Marktpreisen) dazu in der Lage ist (siehe Abbildung 6-1). Es kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass diese im Wettbewerb stehenden Energielieferanten einem höheren Kostendruck unterliegen als die Haushalte und daher intensiver nach der effizientesten Lösung suchen.

³⁰ OFGEM (2006a).

Abbildung 6-1: Der Markt für Messstellenbetrieb und Zählerbereitstellung in Großbritannien



Quelle: WIK auf Grundlage von OFGEM (2006a)

6.1.2 Die Entwicklung des Wettbewerbs

Die Entwicklung im Gasbereich ist schwierig zu beurteilen, da hier gerade eine Untersuchung gegen den nationalen Transportnetzbetreiber National Grid stattfindet und sich OFGEM aus diesem Grund mit Informationen hinsichtlich der Wettbewerbsentwicklung zurückhält. In der Untersuchung gegen National Grid geht es um den Vorwurf, dass diese durch den Abschluss langfristiger Exklusivverträge mit Energielieferanten ihre marktbeherrschende Stellung zur Schwächung des Wettbewerbs missbraucht.

Im Strombereich existieren landesweit derzeit zehn Messstellenbetreiber.³¹ Gleichzeitig gibt es in jedem Netzgebiet neben dem Netzbetreiber mindestens ein weiteres Unternehmen, das Messdienstleistungen anbietet. Insgesamt erfolgen 20% der Dienstleistung Messstellenbetrieb auf „wettbewerblicher Basis“. Insbesondere eine Ausschreibung des Versorgers „British Gas“ im Jahr 2003 brachte Bewegung in den Markt. Die Vergabe der Dienstleistungen an dritte Parteien führte sowohl zu Preissenkungen als auch zu Verbesserung der Serviceleistungen, etwa durch die Möglichkeit kurzfristigerer Terminabsprachen für die Kunden. Auch andere Lieferanten haben in den letzten zwei

³¹ Die folgenden Ausführungen orientieren sich an OFGEM (2006a).

Jahren Ausschreibungen sowohl für Zählerbereitstellung als auch für den Messstellenbetrieb vorgenommen, deren Ergebnisse aber (noch) nicht veröffentlicht sind. Während der Wettbewerb im Bereich Messstellenbetrieb (MOp) also langsam in Gang kommt, liegt der Marktanteil der Newcomer bei der Zählerbereitstellung (MAP) noch unter 1%. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass der Ersatz neuer Zähler auf Veranlassung des Lieferanten nur dann erfolgt, wenn der Zähler fehlerhaft arbeitet, der Zertifizierungszeitraum abgelaufen ist oder durch entsprechende Serviceleistungen ein Mehrwert generiert werden kann, der den Austausch wirtschaftlich rechtfertigt. Hier können etwa durch die Einführung intelligenter Zählersysteme in Zukunft neue Dienstleistungen angeboten werden (siehe Kapitel 6.1.3). Weiterhin besitzen die Verteilnetzbetreiber insofern eine gewisse Marktmacht, als dass sie durch den Besitz von derzeit ca. 27 Mio. Zählern economies of scale bei der Beschaffung und dem Betrieb der Zähler verwirklichen können.

Ein weiterer Aspekt ist die Gefahr des Asset Stranding. Dieses Problem scheint allerdings auf der Marktebene lösbar zu sein. Unter Asset Stranding wird in diesem Zusammenhang das Risiko verstanden, das entsteht, wenn bei einem Lieferantenwechsel der neue Lieferant nicht auf die installierten Zähler des alten Versorgers zurückgreifen möchte und diese dann nicht mehr verwendet bzw. verkauft werden können. Hier könnten allerdings entsprechende Vertragsbedingungen des bisherigen Lieferanten vorsehen, dass der neue Lieferant die installierten Zähler mietet.

6.1.3 Fortschritte im Bereich Smart Metering

Ein ausdrückliches Ziel der Liberalisierung war das Vorantreiben der Einführung intelligenter Zähl- und Messsysteme. Dahinter steckte die Hoffnung, verschiedene Ziele adressieren zu können, so etwa eine Energieeinsparung in der Größenordnung von 5-10% und dadurch eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen von ca. 2,5 Mio. Tonnen pro Jahr. Gleichzeitig wurde eine durchschnittliche monetäre Einsparung von 24 £ für jeden Haushaltskunden erwartet.³² Aus der Sicht des Regulierers OFGEM können intelligente Zähler daneben auch zur Versorgungssicherheit beitragen.³³ Allerdings fällt die Bilanz nach fünf Jahren der Liberalisierung sehr bescheiden aus. Es gibt bisher keine Anhaltspunkte, dass die Energieversorger in großem Stil die neue Technologie einführen wollen.³⁴ Die Aktivitäten beschränken sich bisher auf einzelne Pilotprojekte. So startete im Haushaltsbereich im April 2006 ein über zwei Jahre angelegtes Projekt, an dem neben dem Versorger EDF Energy auch der überwiegend öffentlich finanzierte Wohlfahrtsverband „National Energy Action“ und das Ministerium für Handel und Industrie (DTI) beteiligt sind. Ziel ist es, bis zu 3.000 intelligente Gas- und Stromzähler in den Häusern zu installieren und gleichzeitig das Verbraucherverhalten und eventuelle Energie- und Kosteneinsparungen zu analysieren. Im Gewerbesektor hat der staatlich finan-

³² DTI (2001).

³³ OFGEM (2006b).

³⁴ OFGEM (2006b).

zierte „Carbon Trust“ mit 7 Partnern von 2003 bis 2006 ein Pilotprojekt bei 587 kleinen und mittleren Unternehmen durchgeführt. Dieses hatte vor allem zum Ziel, Lastverläufe durch intelligente Zähler zu identifizieren und darauf aufbauend mit einer entsprechenden Beratung Energieeinsparpotenziale zu realisieren. Erste Veröffentlichungen zu einzelnen Fallstudien lassen einen erfolgreichen Verlauf des Projekts erwarten.³⁵

Die schleppende Einführung der neuen Zählergeneration in Großbritannien hat verschiedene Ursachen. So ist die Nachfrage nach der Technologie aufgrund fehlender Kenntnis der Verbraucher über deren Existenz bzw. deren potentiellen Nutzen noch sehr gering. Auch die Energieversorger sehen möglicherweise noch nicht den Nutzen, der sich Ihnen durch ein verbessertes Energiemanagement und eine optimierte Prozessüberwachung nach der Installation intelligenter Zähler bietet ³⁶

Darüber hinaus spielen weitere Hindernisse eine Rolle. So ist bisher in Großbritannien noch kein einheitlicher Standard sowohl für die Anforderungen an die Zähler selbst als auch an die Kommunikationswege und Datenformate festgelegt worden. Dieser Umstand erhöht das Risiko für potenzielle Investitionen, da der Energielieferant nicht sicher sein kann, ob seine Investition nicht umsonst war, falls ein neuer Lieferant mit einer anderen Technologie arbeitet. Hier geht es also im Prinzip um die schon angesprochene Gefahr eines Asset Stranding, die aufgrund des (technischen) Unvermögens oder Unwillens des neuen Lieferanten, die existierende Technologie weiter zu nutzen, entsteht. Zu diesem Thema befindet sich OFGEM im Moment in Verhandlungen mit der Industrie, um die Interoperabilität der intelligenten Zähler in Zukunft zu gewährleisten.³⁷ Ein weiteres Hindernis stellt derzeit eine Bedingung in den Lizenzen der Energielieferanten dar, die besagt, dass die Zähler alle zwei Jahre einer Inspektion vor Ort unterzogen werden müssen. Dies vermindert den Nutzen der Fernauslesung erheblich, da es ja gerade ein großer Vorteil der digitalen Technik ist, Einsätze beim Kunden überflüssig zu machen und somit Kosten im administrativen Bereich einzusparen. Auch hier diskutiert OFGEM gerade mit den zuständigen Stellen über eine entsprechende Änderung dieser Bedingung.³⁸

Im Gasbereich ergibt sich ein zusätzliches Hindernis aus den schon beschriebenen Exklusivverträgen des Transportnetzbetreibers National Grid mit Energielieferanten über die Lieferung der Zähler. Dadurch ist diesen die Möglichkeit genommen, neue Technologien in den Markt zu bringen.

Insgesamt ist die erhoffte Innovationswirkung durch die Liberalisierung also ausgeblieben. Es bleibt abzuwarten, wie sich die neuerliche Initiative durch OFGEM und insbesondere die Bemühungen um die Beseitigung der verschiedenen Hindernisse in Zukunft auswirken wird.

³⁵ Carbon Trust (2005).

³⁶ Carbon Trust (2005).

³⁷ OFGEM (2006c).

³⁸ OFGEM (2006c).

6.2 Niederlande

6.2.1 Rahmenbedingungen

Der Markt für Messstellenbetrieb- und Messung in den Niederlanden wurde im Jahr 2000 (Strom) bzw. 2001 (Gas) für sämtliche Kundensegmente vollständig geöffnet. Dem Endverbraucher obliegt die Installation der Messanlage und die Messung der genutzten Energie (Montage, Ablesung, Datenanmeldung). Er kann diese Aktivitäten entweder selbst durchführen, wenn er technisch dazu in der Lage ist und die Verbrauchsdaten gemäß der gesetzlichen Bestimmungen an den Netzbetreiber weitergibt oder einen dritten Messstellenbetreiber mit diesen Prozessen beauftragen, was den Normalfall darstellt. Die Messstellenbetreiber wiederum stehen untereinander im Wettbewerb.

Der Ansatz ähnelt also dem deutschen Modell, geht aber über dieses hinaus, da der Endverbraucher zum einen zumindest theoretisch selbst tätig werden kann und zum anderen Messstellenbetrieb *und* Messung (wie in Deutschland derzeit noch nicht) liberalisiert sind und somit „aus einer Hand“ angeboten werden können.

Vorraussetzung zur Tätigkeit am niederländischen Markt ist, dass das entsprechende Unternehmen vom nationalen Übertragungsnetzbetreiber TenneT anerkannt und registriert worden ist. Die Unternehmen sind dann verantwortlich für die Qualität der Verbrauchswerte, d.h. sie sind verpflichtet, entsprechende Datenvalidierungen durchzuführen und unplausible oder „verloren gegangene“ Werte „wiederherzustellen“. Die Datenübermittlung und -kommunikation erfolgt mittels eines festgelegten Standardprotokolls (EDINE). Im sog. Metering Code sind weitere, vor allen Dingen technische Anforderungen an den Messstellenbetrieb und die Messung festgelegt. Auch die Häufigkeit der Messungen ist dort festgehalten. So müssen im Strombereich Haushaltskunden mindestens alle 3 Jahre abgelesen werden, kleinere Unternehmen (< 100 kW) mindestens einmal monatlich und große Unternehmen (> 100 kW) alle 15 Minuten.

6.2.2 Die Entwicklung des Wettbewerbs

Derzeit sind sowohl im Strom- als auch im Gasbereich jeweils 17 Unternehmen beim nationalen Übertragungsnetzbetreiber registriert. Jeweils 15 davon bieten Messdienstleistungen in beiden Sektoren an, jeweils zwei Unternehmen sind ausschließlich auf dem Gebiet der Strom- bzw. Gasmessung tätig. Circa die Hälfte der Unternehmen sind neue Dienstleister, die zu unabhängigen Energielieferanten gehören oder aus der IT- oder Consulting-Branche stammen. Bei der anderen Hälfte handelt es sich um aus- oder angegliederte Gesellschaften der Netzbetreiber.

Die neuen Anbieter scheinen allerdings hauptsächlich auf dem Markt für Großabnehmer Fuß fassen zu können. Eine Untersuchung der niederländischen Regulierungsbe-

hörde im Jahr 2004 ergab, dass sich der Markt für Kleinverbraucher³⁹ noch nicht in Richtung Wettbewerb entwickelt hat. Dafür werden drei wesentliche Indikatoren genannt:⁴⁰

Zunächst sind die Preise für die Messdienstleistungen sowohl im Strom als auch im Gasbereich gestiegen. Von den im Rahmen der Untersuchung angeschriebenen Netzbetreibern und neuen Anbietern konnten nur die Netzbetreiber Messpreise angeben, während die vier antwortenden Newcomer angaben, nicht auf dem Markt für Kleinverbraucher tätig zu sein. Gleichzeitig gab der Großteil der Netzbetreiber an, dass sie keinen getrennten Tarif für Messstellenbetrieb und die Messung der Energie ausweisen würden. Während der durchschnittliche (Gesamt-)Tarif für Messdienstleistungen im Gasbereich von 2003 auf 2004 um 24 % anstieg, ergab sich im Strombereich über einen Dreijahreszeitraum in allen betrachteten Tarifgruppen eine Steigerung von mehr als 50% (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Durchschnittliche Tarife für Messdienstleistungen in den Niederlanden im Kleinverbrauchssektor - Strom (in € pro Jahr)

	2001	2002	2003	2004	Steigerung (2001-2004)
Abnehmer > 3*25 A (ET)	13,39	13,61	14,94	20,24	51%
Abnehmer > 3*25 A (ZT)	17,78	19,41	21,01	26,7	50%
Abnehmer < 3*25 A (ET)	11,04	11,44	13,26	18,13	64%
Abnehmer < 3*25 A (ZT)	15,56	17,31	19,38	25,15	62%

Quelle: DTe (2004), eigene Übersetzung

Zu beachten ist, dass keine neuen Anbieter auf diesem Markt tätig sind, in Tabelle 6-2 also nur die Tarife der Netzbetreiber enthalten sind.

Als zweiter Punkt, der zum Ergebnis einer unbefriedigenden Marktentwicklung führt, werden zu hohe Zugangshürden für neue Anbieter angeführt. Diese liegen aus Sicht der DTe vor allen Dingen in strukturellen Mängeln begründet. Zunächst verursache der Wechsel der Messdienstleistung Kosten durch den Einbau eines neuen und den Ausbau des alten Zählers. Diese seien im Vergleich zu den laufenden Kosten der Messdienstleistung hoch. Die Zeit bis zur Amortisation der Anfangsinvestition könne gleichzeitig sehr lang sein, so dass sich die Vorteilhaftigkeit eines Wechsels dem Kunden nicht direkt erschließe. Weiterhin sei es möglich, dass der Kunde durch einen Wechsel keine Möglichkeit zur Steigerung der Dienstleistungsqualität sehe, da er z.B. nicht vollständig über die Möglichkeiten der Smart Meter-Technologie informiert sei oder die durch den Incumbent angebotene Qualität aus seiner Sicht ausreiche.

³⁹ Als Kleinverbraucher gelten in den Niederlanden Abnehmer bis zu folgenden Grenzen:
Strom: Anschluss mit einer Kapazität von bis zu 3 * 80 A
Gas: Jahresverbrauch bis 170.000 m³

⁴⁰ vgl. im Folgenden: DTe (2004).

Ein neuer Messdienstleister kann unter diesen Umständen, d.h. aus statischer Sicht, nur über niedrigere Tarife Marktzutritt erreichen. Dies scheint schwierig zu sein, da die Zähler der Netzbetreiber zum Teil schon abgeschrieben sind, während der Newcomer die Kapitalkosten neuer Zähler erst verdienen muss. Die Margen sind in diesem Bereich u.U. also zu gering, als dass sich Marktzutritt lohnen würde. Als weiterer Vorteil des Netzbetreibers wird gesehen, dass er bereits mehrere Abnehmer in einem Gebiet bedient und bei der Ablesung somit Dichtevorteile (economies of density) verwirklichen kann. Dieser Vorteil entfällt allerdings bei der Zählerfernauslesung.

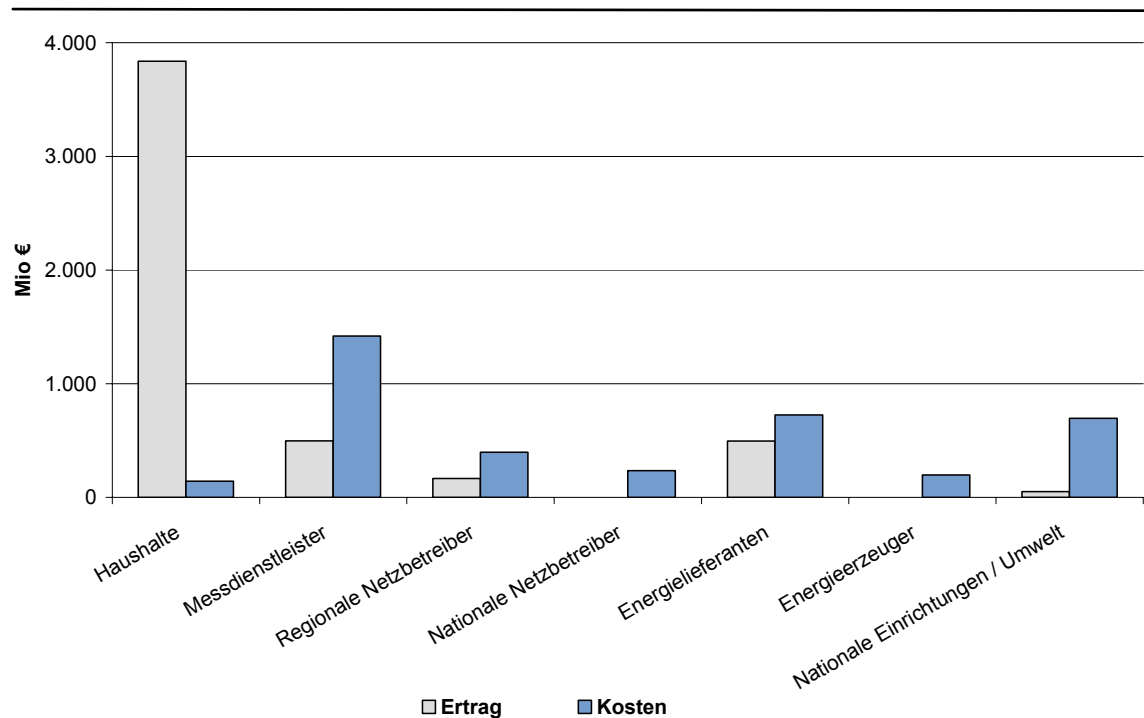
Als drittes und letztes Indiz für die unbefriedigende Entwicklung im Kleinkundensegment wird die geringe Wechselrate benannt. Im betrachteten Zeitraum hat nur ein Bruchteil der Kleinverbraucher den Messdienstleister gewechselt. Ein Teil der Unternehmen gab bei der Befragung an, dass es zwar Kunden gäbe, die gewechselt hätten, es aber nicht feststellbar sei, ob es sich dabei um Klein- oder Großverbraucher handle. Andere Unternehmen sprachen von höchstens einigen Dutzend Wechslern im Kleinkundensegment. Die Mehrzahl der Unternehmen gab an, dass keine Kleinverbraucher zu anderen Dienstleistern gewechselt hätten.

Die niederländische Regulierungsbehörde empfahl aufgrund der oben beschriebenen Schwierigkeiten, die Tarife für Messdienstleistungen im Kleinkundensegment kurzfristig einer Kostenregulierung zu unterwerfen, um zu gewährleisten, dass die Kunden keine überhöhten Preise bezahlen. Die DTe empfiehlt außerdem, den Netzbetreiber zu verpflichten, den Kunden bei Austausch oder Neueinbau des Zählers auf die Möglichkeit der Erbringung dieser Dienstleistung durch einen Dritten hinzuweisen. Weiterhin sollten getrennte Entgelte für Anschluss, Transport und Messdienstleistungen ausgewiesen werden, so dass der Kunde bei einem Wechsel des Messdienstleisters nicht doppelt für diese Leistung bezahlt. Mittelfristig könne die Regulierung wieder zurückgenommen werden, wenn sich der Markt entsprechend entwickelt habe.

6.2.3 Fortschritte im Bereich Smart Metering

Die Liberalisierung der Messdienstleistungen in den Niederlanden hat, ähnlich wie in Großbritannien, nicht zu einer verstärkten Einführung intelligenter Zähler in den Haushalten geführt. Bei Großkunden (ca. 30.000) sind AMR-Systeme zwingend vorgeschrieben. Im Haushaltsbereich blieb es bisher bei einzelnen Pilotprojekten. Die Ergebnisse einer Kosten-Nutzen-Analyse im Jahr 2005 haben das niederländische Wirtschaftsministerium allerdings dazu veranlasst, einen Gesetzentwurf anzufertigen, der vorsieht, die Strom- und Gaszähler sämtlicher niederländischer Haushalte von 2008 an innerhalb von sechs Jahren auf AMR-Systeme umzustellen. Eine wesentliche Erkenntnis der Analyse war es, dass die flächendeckende Einführung von intelligenten Zählern den Haushalten einen so hohen Nutzen verspricht, dass dieser die Kosten bei anderen Akteuren kompensieren könnte (vgl. Abbildung 6-2).

Abbildung 6-2: Niederlande: Kosten und Nutzen von Smart Metering für einzelne Akteure



Quelle: Siderius et al. (2005).

Den größten Nutzen ziehen Haushalte danach aus der Möglichkeit, den Verbrauch durch Smart Meter gezielter an den Preisen orientieren zu können und sich entsprechend anzupassen. Der einfachere Lieferantenwechsel durch die neue Technologie und die sich daraus ergebende Steigerung der Wettbewerbsintensität, die letztendlich zu sinkenden Strom- und Gaspreisen führt, wird als zweithöchster „Ertrag“ der Haushalte gesehen.

7 Implikationen für die Zukunft

7.1 Regulierungsbedarf im Mess- und Zählwesen

Die Analyse des deutschen Marktes für Zähl- und Messdienstleistungen sowie die Erfahrungen in Großbritannien und den Niederlanden weisen auf weiteren regulatorischen Handlungsbedarf hin.

Zunächst empfiehlt sich eine getrennte Entgeltaufführung für den Messstellenbetrieb und die Messung gelieferter Energie. Nur so kann der Endkunde die einzelnen Prozesse Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung voneinander abgrenzen und mit anderen Angeboten vergleichen. Gleichzeitig ist die derzeitige Genehmigungspraxis für die Netzentgelte der Netzbetreiber im Bereich der Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung noch nicht tiefgehend genug. Vielmehr ist eine Betrachtung der *einzelnen* Bereiche geboten, um so die Möglichkeit der Quersubventionierung auszuschließen. Ein Vergleich der Tarife innerhalb der einzelnen Dienstleistungen bzw. mit anderen Branchen (etwa den Abrechnungskosten in der Telekommunikationswirtschaft) bietet sich ebenso an.

Weiterhin bedeutet die derzeitige Rechtssituation für neue Anbieter im Mess- und Zählwesen eine Markteintrittsbarriere. Durch die nur teilweise Freigabe der Dienstleistung des Messstellenbetriebs und dem Verbleib der Messung beim Netzbetreiber ergeben sich Diskriminierungsspielräume seitens der Netzbetreiber, die Markteintritte durch Dritte erheblich erschweren können. Hier sollte so bald als möglich der Erlass einer entsprechenden Verordnung zur Liberalisierung des Messens erfolgen. Die sich dann ergebenden Wettbewerbspreise könnten dann auch als geeignete Benchmarkingwerte im Rahmen der Anreizregulierung verwendet werden.

Um die Planungssicherheit für neue Anbieter zu erhöhen, sollten im Messstellenbetriebsvertrag bestimmte Aspekte definiert werden, so. z.B. die Mindestanforderung an Ables- und Abrechnungssysteme oder Mindestanforderungen bei der Installation der Messeinrichtung. Es sollte insbesondere darauf geachtet werden, dass die Anforderungen auch realisierbar sind. Auch die Umsetzungsfrist für den Abschluss des Messstellenbetriebsvertrag sollte einheitlich sein, so dass einerseits auch hier Planungssicherheit gewährleistet ist und andererseits gleiche Ausgangsbedingungen für alle Wettbewerber geschaffen werden.

7.2 Perspektiven

Ist der Markt für das Zähl- und Messwesen vollständig liberalisiert und können gleichzeitig die bestehenden Hindernisse überwunden werden, so verspricht dieses Segment der Energiewirtschaft einen wichtigen Beitrag zur wettbewerblichen Entwicklung des

Gesamtmarktes beizutragen. Die Möglichkeit eines differenzierten Strompreisangebots mit Hilfe der Smart-Meter-Technologie kann Impulse für einen verstärkten Lieferantenwettbewerb liefern.⁴¹ Umgekehrt sensibilisiert die Einführung von Smart Metern auch für den Wettbewerb im Markt für Zähl- und Messwesen. Durch die Einführung intelligenter Systeme können unter einem zukünftigen Anreizregulierungsregime Kosteneinsparungen realisiert werden, die einen Beitrag zur Effizienzsteigerung leisten. Gleichzeitig ergeben sich verbesserte Möglichkeiten zur Qualitätsregulierung, da die Datenqualität- und -verfügbarkeit erhöht wird. Wird die Energieeffizienzrichtlinie in nationales Recht umgesetzt, so ergeben sich ebenfalls neue Anforderung an die Messung von Energieeinsparungen und die eingesetzte Messtechnologie. Hieraus wiederum entstehen Chancen für neue Dienstleistungen wie Einspar-Contracting oder die Vernetzung des gesamten Gebäudes.

⁴¹ Vgl. dpa-meldung vom 16.04.2006: „Stromanbieter Yello hofft auf neue Kunden mit Sparzähler“.

Literaturverzeichnis

- Brunekreeft, G. (2000): Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 67, März 2000.
- Bundeskartellamt (2003): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren. RWE Net AG, Dortmund, vom 17.02.2003, 11. Beschlussabteilung, B11 – 40100 – T – 20/02.
- Carbon Trust (2005): The Carbon Trust's Advanced Metering field trial update, November 2005.
- Cerbe, G. (2004): Grundlagen der Gasttechnik, 6. Auflage, München, Wien.
- DTE (2004): Advies metermarkt kleinverbruikers, Den Haag, 19.Mai 2004.
- DTI (2001): Department of Trade and Industry, Smart Metering Working Group, Report, Executive summary.
- Financial Times Deutschland (2004): Wettbewerb drückt Zählerpreise um 80 Prozent, 16.09.2004.
- Fritsch, T. et al. (2001): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 4. Auflage, Verlag Franz Vahlen GmbH, München.
- Growitsch, C., Wein, T. (2005): Network Access Charges, Vertical Integration, and Property Rights Structure, Energy Economics, Vol. 27 (2), 257-278.
- Knieps, G. (2005): Wettbewerbsökonomie, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- Mengersen, C., Schulz, W. (2005): Gesetzliches Messwesen: Vorschriften und Richtlinien, in: Wernekinck, U. (Hrsg.): Gasmessung und Gasabrechnung, 3.Aufl., Essen.
- OFGEM (2001): OFGEM's strategy for metering, A consultation paper, März 2001.
- OFGEM (2006a): Metering Price Control Review, Consultation Document, Ref: 108/06, 30.06.2006.
- OFGEM (2006b): Domestic Metering Innovation, Consultation Document, Ref: 20/06, 01.02.2006.
- OFGEM (2006c): Domestic Metering Innovation – Next Steps, Decision Document, Ref: 107/06, 30.06.2007.
- OLG Düsseldorf (2003): Beschluss des Kartellsenats vom 17.12.2003, Aktenzeichen: VI-Kart 5/03 (V).
- Palensky, P. et al. (2006): Integral Resource Optimization Network Study (IRON), Endbericht, 25.06.2006.
- Reid, P. (2006): Who is ETSI?, www.etsi.org, 13.11.2006.
- Schiffer, H.-W. (2005): Energiemarkt Deutschland, 9. Auflage, TÜV-Verlag GmbH, Köln.
- Schulz, W. (2004): Europäische Konformitätsbewertungsverfahren für Messgeräte, 194. PTB-Seminar, Braunschweig, 4./5. Mai 2004.

- Siderius, H.-P. et al. (2005): Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers, FAS No. 1-2893 (SenterNovem: 4150), October 2005.
- VDN (2004): eHZ, VDN – Lastenheft Elektronische Haushaltszähler, Version 1.01, VDN Arbeitsausschuss Zähler und Messgeräte, 20. Juni 2004.
- VDN (2006): VDN-Richtlinie MeteringCode 2006.
- Wernekinck, U. (2005), Einführung in die Thematik der thermischen Gasabrechnung, in: Wernekinck, U. (Hrsg.), Gasmessung und Gasabrechnung, 3.Aufl., Essen.
- Wied-Nebbeling, S. (1997): Markt- und Preistheorie, 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- WIK-Consult et al. (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das BMWi, Bad Honnef.

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

- | | |
|--|--|
| <p>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</p> | <p>Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:

Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001</p> |
| <p>Nr. 217: Ingo Vogelsang:

Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001</p> | <p>Nr. 228: Astrid Höckels:

Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001</p> |
| <p>Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:

Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001</p> | <p>Nr. 229: Anette Metzler:

Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001</p> |
| <p>Nr. 219: Hasan Alkas:

Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001</p> | <p>Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:

Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002</p> |
| <p>Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:

Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001</p> | <p>Nr. 231: Ingo Vogelsang:

Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002</p> |
| <p>Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:

Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001</p> | <p>Nr. 232: Ulrich Stumpf:

Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002</p> |
| <p>Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:

Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001</p> | <p>Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:

Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002</p> |
| <p>Nr. 223: Lorenz Nett:

Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001</p> | <p>Nr. 234: Hasan Alkas:

Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002</p> |
| <p>Nr. 224: Dieter Elixmann:

Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001</p> | <p>Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:

Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002</p> |
| <p>Nr. 225: Antonia Niederprüm:

Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001</p> | <p>Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:

Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002</p> |
| <p>Nr. 226: Ingo Vogelsang
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhl

Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001</p> | <p>Nr. 237: Hilke Smit:

Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002</p> |

- 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, Aurélie 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
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006

- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions — Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Markttöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007