

Berlin, 23. September 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Anwendungshilfe

Netzentgeltermittlung nach dem Netzpartizipationsmodell und Kalkulation von Entgelten für Messung und Abrechnung

BGW-Praxisinformation P 2007/16

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Die „Praxisinformation P 2007/16“ zur „Netzentgeltermittlung nach dem Netzpartizipationsmodell und Kalkulation von Entgelten für Messung und Abrechnung“ ist eine branchenspezifische Arbeitshilfe des damaligen Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) aus dem Jahr 2007. Der BGW ging später im BDEW auf. Die Praxisinformation beschreibt insbesondere, wie Betreiber örtlicher Gasverteilernetze die nach der GasNEV zulässigen Erlöse in konkrete Netzentgelte überführen können.

Im Kern geht es dabei um das Netzpartizipationsmodell (NPM). Anders als bei einem klassischen, nach tatsächlichen Netzebenen differenzierten Modell wird bei örtlichen Gasverteilernetzen nicht danach abgerechnet, an welcher Druck- oder Netzebene ein Kunde physisch angeschlossen ist. Vielmehr werden die Netzkosten über eine mathematische Funktion auf die Ausspeisekunden verteilt. Der Kalkulationsleitfaden erklärt die nach dem Netzpartizipationsmodell empfohlene Umlegung der Kosten, die Bildung von Arbeits-, Leistungs- bzw. Grundpreisen, die Ermittlung einer kalkulatorischen Leistung bei fehlenden Messwerten sowie die Kalkulation von Mess- und Abrechnungsentgelten. Darauf aufbauend werden Preisblätter gebildet. Entscheidend ist dabei, dass die Preisstruktur die zulässigen Erlöse des Netzbetreibers vollständig und sachgerecht auf die unterschiedlichen Kundengruppen verteilt.

Die „Praxisinformation P 2007/16“ ist keine Rechtsnorm und auch keine Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA). Es handelt sich um eine Branchenempfehlung zur praktischen Umsetzung der Vorgaben der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV).

Im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Gasnetzentgeltsystematik zeigte sich branchenweit Bedarf an einer erneuten Veröffentlichung. Dazu dient diese BDEW-Anwendungshilfe, die die BGW-Praxisinformation unverändert in ihrer letzten Fassung aus 2007 zwecks Nachvollziehbarkeit der darin enthaltenen Ausführungen abbildet.

Ansprechpartnerin/Ansprechpartner

Laura Deger
Energienetze und Regulierung
+49 30 300199-1655
laura.deger@bdew.de

Dr. Michael Koch
Recht
+49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de

Praxisinformation P 2007/16
Betriebswirtschaft/Gasnetze

**:::: Netzentgeltermittlung nach dem
Netzpartizipationsmodell
und Kalkulation von Entgelten für
Messung und Abrechnung**

Herausgegeben vom Bundesverband
der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW),
Berlin und Brüssel

BGW-Arbeitskreis „Regulierung und
Entgeltfindungsprinzipien“

Kontakt in der BGW-Hauptgeschäftsstelle

Jan Kiskemper
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin
Tel.: 030 28041-541
E-Mail: kiskemper@bgw.de

Vorwort

Für die Ermittlung von Netzentgelten wird im Bereich örtlicher Gasverteilnetze das „Netzpartizipationsmodell“ angewendet. Hierfür hatte der BGW-Arbeitskreis „Regulierung und Entgeltfindungsprinzipien“ in Zusammenarbeit mit der WIBERA die Praxisinformation P2005/6 erarbeitet. Auf Basis der Erfahrungen mit dem Netzpartizipationsmodell und unter Berücksichtigung von Anforderungen der Regulierungsbehörden wurde die Umsetzungshilfe grundlegend überarbeitet.

Grundlage der Entgeltermittlung ist die Kalkulation der Netzkosten. Diese ist in der Praxisinformation P2007/15 „Netzkostenermittlung für Betreiber von Gasversorgungsnetzen“ (Überarbeitung der P2005/5) ausführlich beschrieben.

Dipl.-Volksw.

Eric Ahlers

Bereichsleiter Gastransport

BGW

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.

**Umsetzungshilfe zur Netzentgeltermittlung
nach dem Netzpartizipationsmodell für
Betreiber von örtlichen Gasverteilnetzen
sowie zur Kalkulation von Entgelten für
Messung und Abrechnung**

Inhalt

1	Gründe für die Wahl des Netzpartizipationsmodells	6
2	Begriffsdefinitionen	7
2.1	Netzpartizipation.....	7
2.2	Sigmoidfunktion.....	7
3	Erforderliche Eingangsgrößen	8
3.1	Kunden- und Kostendaten.....	8
3.2	Differenzierung nach Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz	11
3.3	Bestimmung der Jahresarbeit	12
3.4	Ermittlung der Vorhalteleistung	13
3.4.1	Definition Vorhalteleistung	13
3.4.2	Kundenindividuelle Betrachtung	13
3.4.3	Gruppenbezogene Betrachtung.....	14
3.5	Kostenverursachungsverhältnis Jahresarbeit und Vorhalteleistung	15
4	Bildung unternehmensindividueller Netzpartizipationsfunktionen	17
5	Empfohlene Koeffizientenspannen für die Netzpartizipationsfunktionen	22
6	Bestimmung der Briefmarken für Arbeit und Leistung	23
7	Ableitung der Netzentgeltfunktionen.....	24
8	Zahlenbeispiel	25
9	Umsetzung in ein Preisblatt Netzentgelte.....	28
9.1	Transformation der Sigmoidfunktionen in eine Preistabelle	28
9.2	Glättung des Preissystems.....	29
9.3	Berücksichtigung vorgelagerter Netzkosten	30
9.4	Ansatz von Rabatten gemäß Konzessionsabgabenverordnung.....	30
10	Verprobung.....	31
11	Sonderformen der Netznutzung	31
12	Separate Entgelte für Messung und Abrechnung.....	32
12.1	Allgemeine Hinweise	32
12.2	Messentgelt.....	32
12.3	Abrechnungsentgelt	34
13	Änderungen der Entgelte.....	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gruppenbildung nach Abnahmemenge	9
Tabelle 2: Kundendaten	10
Tabelle 3: Zuordnung von Vollbenutzungsstunden zur Stützstelle Jahresarbeit der Abnahmegruppen (s. Anlage 3).....	14
Tabelle 4: Clusterzuordnung.....	17
Tabelle 5: Daten für die Clusterzuordnung	17
Tabelle 6: Clusterübersicht	19
Tabelle 7: Empfohlene Koeffizientenspannen	22
Tabelle 8: Mittlere Werte für die Koeffizienten	22
Tabelle 9: Briefmarken	23
Tabelle 10: Beispiel: Clusterzuordnung	25
Tabelle 11: Beispiel: Prämissen der Clusterzuordnung	25
Tabelle 12: Beispiel: Clusterübersicht	26
Tabelle 13: Beispiel: Briefmarken	27
Tabelle 14: Beispiel für einen Preisblattausschnitt	28
Tabelle 15: Aufteilung der Messkosten.....	33
Tabelle 16: Äquivalenzziffern.....	34
Tabelle 17: Messentgelte und Verprobung.....	34
Tabelle 18: Ermittlung der Abrechnungsentgelte.....	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzpartizipationsfunktion.....	6
Abbildung 2: Parameter der Sigmoidfunktion	8
Abbildung 3: Abtragen der Clusterpunkte	20
Abbildung 4: Netzpartizipationsfunktion für die Arbeit	21
Abbildung 5: Netzentgeltfunktion für die Arbeit.....	24
Abbildung 6: Beispiel: Netzpartizipationsfunktion Arbeit.....	26
Abbildung 7: Beispiel: Netzentgeltfunktion für die Arbeit	27

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Beispiele für typische Ortstransportleitungen
Anlage 2: Normierung von Arbeit und Leistung
Anlage 3: Typisierte Benutzungsstunden
Anlage 4: Ziel und Nebenbedingung der Netzpartizipationsfunktion
Anlage 5: Beispielhafte Entgeltfunktionen für Arbeit und Leistung

1 Gründe für die Wahl des Netzpartizipationsmodells

Das zentrale Modell bei der Ermittlung von Entgelten für örtliche Verteilnetze bildet das so genannte Netzpartizipationsmodell (NPM). Es dient der Zuordnung von Netzkosten in der Endverteilung auf Kundengruppen bzw. Kunden entsprechend der Nutzung des Gasnetzes. Grundsätzlich sind Netzpartizipationsmodelle dazu geeignet, in verursachungsgerechter und diskriminierungsfreier Weise Netzkosten auf die einzelnen Kundengruppen zu verteilen.

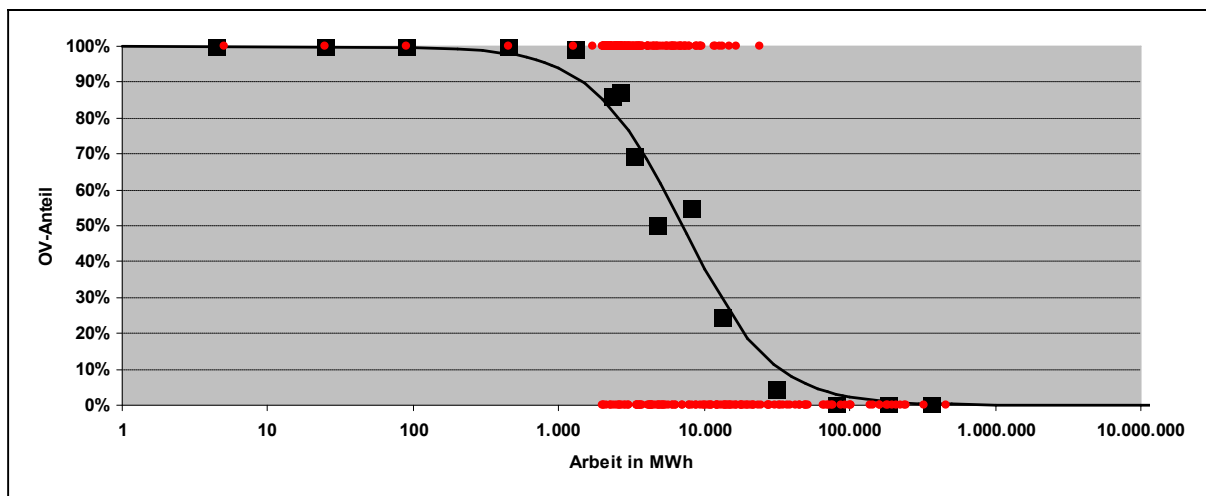


Abbildung 1: Netzpartizipationsfunktion

Die Abbildung zeigt ein Beispiel einer Netzpartizipationsfunktion (NPF) für die Arbeit. Mit dieser Funktion wird für jede Abnahmemenge der Grad der Nutzung des Ortsverteilnetzes bestimmt. Das Ortsverteilnetz (OV) ist den Ortstransportleitungen (OT) nachgelagert und dient der Gasverteilung an die Endkunden. In Abschnitt 3.2 wird die Abgrenzung zwischen OT und OV genauer beschrieben.

Die kleinen Punkte geben die originäre statistische Verteilung wieder, bei der ein Kunde entweder den Ortstransportleitungen oder dem Ortsverteilnetz zugerechnet wird, d.h. die OV-Nutzung gleich 0 % bzw. 100 % ist. Die großen Quadrate der Abbildung 1 ergeben sich, indem die einzelnen Kunden (Punkte) zu Clustern zusammengefasst werden.

Das Entgeltsystem basiert nicht auf der Anschlusssituation des Kunden sondern auf der Höhe der Vorhalteleistung und der Jahresarbeit. Durch diese Betrachtung wird eine Gleichbehandlung insbesondere der im Wettbewerb stehenden Großabnehmer gewährleistet. Zwei Kunden mit gleicher Abnahmemenge und gleicher Leistung tragen

dadurch unabhängig von der vorliegenden Anschlusssituation und Druckstufe einen identischen Betrag der Netzkosten. Außerdem gewährleistet dieses Verteilungssystem gegenüber einem netzstufenabhängigen System, dass man ein stetiges und nicht etwa sprungartiges Entgeltsystem erhält.

Auch das bisherige Netzentgeltsystem bei Gas¹ basierte, was die Kostenverteilung betrifft, auf einem Netzpartizipationsmodell. Dabei wurden bisher aber keine unternehmensindividuellen Netzpartizipationsfunktionen zu Grunde gelegt, sondern Anhaltswerte gebildet, die sich als Durchschnittswerte aus einer repräsentativen Auswahl von Unternehmen ergaben. Diese Anhaltswerte werden nun ersetzt durch unternehmensindividuelle Netzpartizipationsfunktionen unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Kostenansätze.

2 Begriffsdefinitionen

2.1 Netzpartizipation

Netzpartizipation bedeutet die anteilige Nutzung des Ortsverteilnetzes in Abhängigkeit von Arbeit und Leistung. Durch das NPM wird sowohl für die Arbeit, als auch für die Leistung eine individuelle NPF aufgestellt.

Je höher die Inanspruchnahme von Arbeit und Leistung durch den Kunden ist, desto geringer ist in der Regel die Nutzung des Ortsverteilnetzes, da tendenziell größere Kunden in wachsendem Maße an den Ortstransportleitungen angeschlossen werden. Dabei werden die dem Ortsverteilnetz vorgelagerten Ortstransportleitungen von allen Kunden genutzt, während die Inanspruchnahme des OV durch die verschiedenen Kundengruppen anteilig erfolgt.

2.2 Sigmoidfunktion

Die zu bildenden NPF für Arbeit und Leistung sind Sigmoidfunktionen der Form:

¹ Verbändevereinbarung Erdgas II.

$$f(x) = \frac{100 \%}{1 + \left(\frac{x}{WP}\right)^E}$$

mit x als unabhängige Variable für den Arbeits- bzw. Leistungswert, je nach dem welche NPF gebildet wird.

Die Parameter WP, E und x dieser Gleichung haben folgende Bedeutungen:

WP WP stellt den Arbeits- oder Leistungswert dar, an dem der Ortsverteilnetzanteil stets 50 % ist (graphischer Wendepunkt).

E Der Parameter E legt die Steigung der Funktion fest. Je größer E ist, desto steiler verläuft der Mittelteil der Sigmoidfunktion.

Folgende Grafik soll die Wirkungsweise der Parameter verdeutlichen.

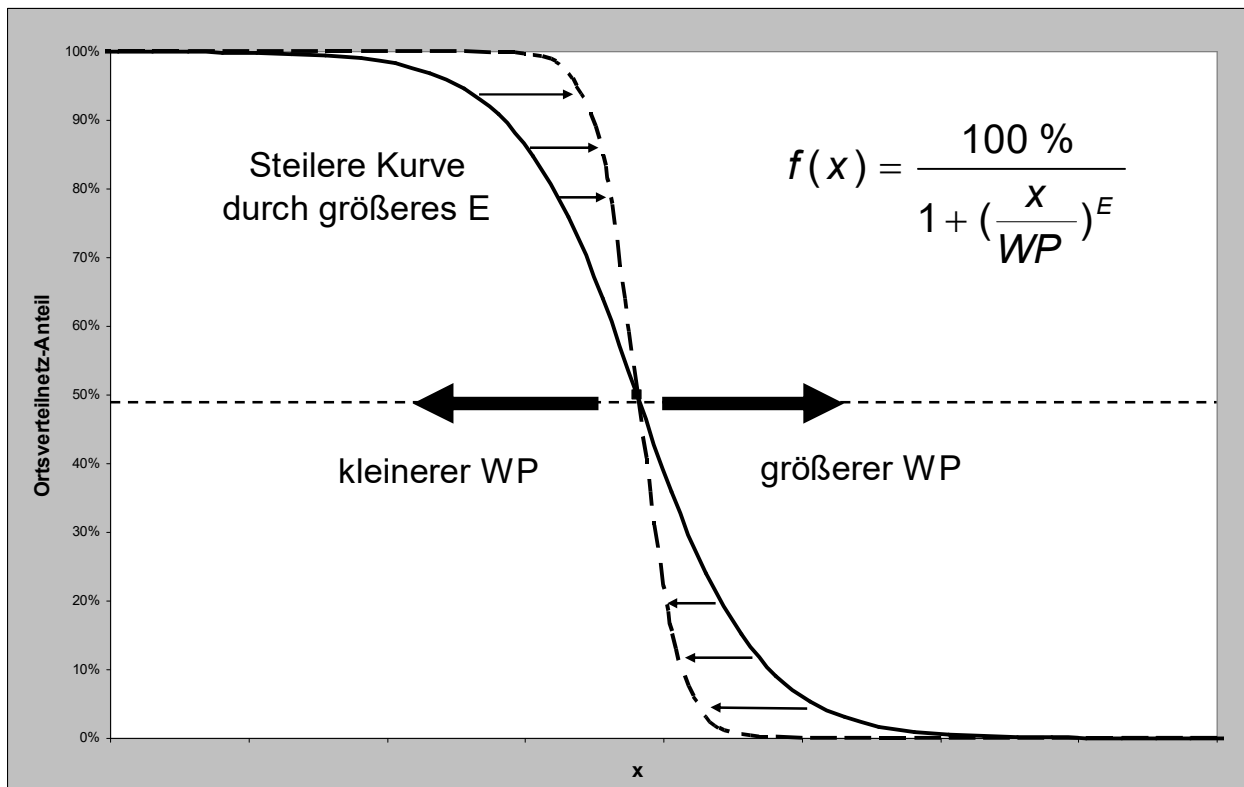


Abbildung 2: Parameter der Sigmoidfunktion

3 Erforderliche Eingangsgrößen

3.1 Kunden- und Kostendaten

Um die Netzpartizipationsfunktionen für Leistung und Arbeit zu erstellen, müssen zunächst die Kundendaten zusammengestellt werden. Als Vorlage kann Tabelle 2 dienen. Dabei

entspricht ein Kunde einer Abnahmestelle bzw. einem Zählpunkt. Kunden mit einer Abnahmemenge von weniger als 1,5 Mio. kWh und einer Leistung von weniger als 500 kW werden auch in Zukunft größtenteils nicht stündlich gemessen sein². Diese Kunden können für die Kalkulation in Gruppen zusammengefasst werden, die in Tabelle 2 als G 1 bis G 6³ bezeichnet sind. Die verwendete Abgrenzung für die einzelnen Gruppen ist in Tabelle 1 dargestellt (Zuordnung von Vollbenutzungsstunden vgl. Tabelle 3). Eine andere Anzahl von Gruppen und alternative Jahresarbeitsintervalle sind möglich.

Gruppe	Jahresarbeit [kWh/a]	Kundengruppe (G1 bis G6)
1	<= 1.000	i.d.R. Kochgaskunden
2	1.001 – 4.000	i.d.R. Warmwasserkunden
3	4.001 – 50.000	i.d.R. Heizgaskunden, Einfamilienhaus
4	50.001 – 300.000	i.d.R. Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe
5	300.001 – 1,0 Mio.	i.d.R. Mehrfamilienhäuser, Gewerbe
6	1.000.001 – 1,5 Mio.	i.d.R. Gewerbe

Tabelle 1: Gruppenbildung nach Abnahmemenge

Alle Kunden (auch Lastprofilkunden) für die gemessene Leistungswerte vorliegen, sollten einzeln im Netzpartizipationsmodell berücksichtigt werden.

Für Kunden oberhalb 1,5 Mio. kWh oder größer 500 kW ist eine kundenindividuelle Betrachtung erforderlich. Gemäß § 33 Absatz 2 GasNZV richten Netzbetreiber für Verbraucher mit einer jährlichen Abnahme von mehr als 1,5 Mio. kWh eine Leistungsmessung ein. Im Rahmen des § 29 Absatz 2 GasNZV ist ein niedrigerer oder höherer Grenzwert möglich. Liegt ein Kunde von Jahr zu Jahr abwechselnd über oder unter diesem Grenzwert, so sollte seine Jahresarbeit auf ein durchschnittlich temperiertes Jahr normiert werden, um über die Einrichtung einer Leistungsmessung entscheiden zu können. Sofern leistungsgemessene Kunden unter die Grenzwerte fallen, soll die Leistungsmessung fortgeführt werden. Erst bei einer dauerhaften und wesentlichen Unterschreitung der Grenzwerte kann auf Verlangen des Kunden die Leistungsmessung ausgebaut werden.

² Eine Abweichung von diesen Grenzen ist gemäß § 29 Abs. 2 GasNZV in begründeten Fällen möglich.

³ Die Gruppenbezeichnung G 1 bis G 6 ist unabhängig von der im Gas üblichen Zählergrößenbezeichnung.

Darüber hinaus können Kunden mit einem atypischen Abnahmeverhalten einzeln betrachtet werden. Alle einzeln betrachteten Kunden werden nachfolgend als LGK (Lastgangkunden) abgekürzt.

Die verbleibenden Kunden werden in Gruppen (entsprechend Tabelle 1) zusammengefasst. Die Gruppen G 1 bis G 6 können pauschal dem OV-Netz zugeordnet werden. Liegen einzelkundenscharfe Zuordnungen zu OV/OT vor, so können auch für die Gruppen G1 bis G6 OT-Anteile auftreten. Die Bestimmung des dann von 100 % abweichenden OV-Anteils wird anhand einer Mengengewichtung ermittelt.

Typ	spez. Menge in MWh	Menge in MWh	spez. Leistung in kW	Leistung in kW	OV-Anteil in %
G 1					
G 2					
G 3					
G 4					
G 5					
G 6					
LGK					
...					
LGK					

Tabelle 2: Kundendaten

Zusätzlich sind die unternehmensindividuellen Netzkosten erforderlich, die getrennt nach den Kosten für das Ortsverteilnetz und die Ortstransportleitungen erfasst werden müssen (siehe § 12 GasNEV).

Die Hauptkostenstelle Systemdienstleistungen (Anlage 2 GasNEV), auf der die Kosten der erforderlichen Systemdienstleistungen gemäß § 5 (2) GasNZV gesammelt werden, wird komplett den Kosten des OT zugeordnet, da diese Kosten von allen Kunden gleichermaßen verursacht werden (z.B. Odorierung von Erdgas). Die Modelleigenschaft des NPM stellt sicher, dass die OT-Kosten von allen Abnehmern gleichermaßen getragen werden.

Gemäß § 13 (3) Satz 4 GasNEV sind separate Entgelte für Messung und Abrechnung auszuweisen. Die Kosten für diese Leistungen werden nicht über das NPM auf die Kunden verteilt.

3.2 Differenzierung nach Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz

Für das gesamte örtliche Netz ist eine Unterteilung in Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz erforderlich. Diese Abgrenzung zwischen Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz ist nicht mit der Abgrenzung innerhalb der Lieferkette zwischen Transportstufe und örtlicher Verteilung zu verwechseln. Der Betriebsdruck beschreibt nur zum Teil und daher ungenügend die Funktion von Netzen als Transport- oder Verteilnetz, so dass eine Untergliederung der Endverteilung nach Druckstufen nicht sinnvoll erscheint (z. B. in der Form $HD = OT$ und $MD/ND = OV$). Die Unterteilung in Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz unterliegt einer funktionalen Einteilung. Sie muss unternehmensindividuell durchgeführt werden, da die Netzarchitektur von Unternehmen zu Unternehmen stark unterschiedlich ist.

Die Abgrenzung der einzelnen Netzabschnitte in Ortstransportleitungen und Ortsverteilnetz erfolgt einmalig und nachhaltig. Sie ist unternehmensindividuell durchzuführen und es wird empfohlen diese z.B. anhand von Gasnetzkarten zu dokumentieren. Die festgelegte Abgrenzung von OV und OT bestimmt den Verlauf der Netzpartizipationsfunktion und damit die Höhe der Netzentgelte in Abhängigkeit von Arbeit und Leistung.

Beispiele für typische Ortstransportleitungen in örtlichen Verteilnetzen können u.a. sein (siehe Anlage 1):

- Leitungsring mit Transportcharakter zur Verbindung von Netzteilen innerhalb eines örtlichen Verteilnetzes
- Leitung zur Verbindung einzelner Netzteile, Ortsverbindungsleitungen (z.B. Leitungen zwischen einzelnen Ortschaften oder Konzessionsgebieten)
- "Gräte" als Rückgrat der Verteilung
- Leitung zur Anbindung an das vorgelagerte Netz

Für die Identifikation von Ortstransportleitungen können u.a. folgende weiteren Kriterien Verwendung finden:

- höhere Kapazitäten als nachgelagerte Leitungen
- eine hohe Bedeutung für die Versorgungssicherheit (z.B. ein flächenhafter Ausfall bei hypothetischer Kappung)
- Einspeisung in Druckminderungsstationen

- Einspeisung in sternförmige Netze mit hoher Anzahl von Ausspeisepunkten

Das Ortsverteilnetz umfasst das gesamte feinvermaschte Netz der eigentlichen Verteilleitungen.

3.3 *Bestimmung der Jahresarbeit*

Zur Ermittlung der Jahresleistungspreise und Arbeitspreise (nach § 18 GasNEV) müssen die Jahresarbeit und die Vorhalteleistung je Abnahmestelle ermittelt werden. In der Regel sollte das Betrachtungsjahr für die energiewirtschaftlichen Daten dem Bezugszeitraum der Kostenkalkulation (Geschäftsjahr) entsprechen. Gegebenenfalls kann auch das Gaswirtschaftsjahr (§2 GasNEV) als Bezugszeitraum verwendet werden.

Die Jahresarbeit je Abnahmestelle zur Bestimmung der Netzpartizipationsfunktion für Arbeit folgt aus der Verbrauchsabrechnung. Die Jahresarbeit ist dabei auf das Betrachtungsjahr abzugrenzen. Die „abrechnungsrelevante“ Arbeit ist ebenfalls auf das Betrachtungsjahr abzugrenzen.

Die erhobene Jahresarbeit sollte vor Eingang in das Netzpartizipationsmodell auf ein Normaljahr temperaturnormiert werden. Durch den Netzbetreiber ist das Normaljahr durch Verwendung langjähriger Werte festzulegen. Damit wird sichergestellt, dass das Modell längerfristigen Bestand hat und es zu keinen temperaturbedingten Verwerfungen kommt. Die Temperaturnormierung kann z.B. unter Berücksichtigung von Gradtagszahlen und/oder den Kundenwerten aus Standardlastprofilen erfolgen.

Bei der Normierung der Arbeit und Leistung auf ein Normaljahr ist unabhängig von kundenindividueller oder gruppenbezogener Betrachtung festzulegen, ob das Abnahmeverhalten eines Kunden oder einer Kundengruppe von der Außentemperatur abhängt. Eine mögliche Vorgehensweise zur Temperaturnormierung kann der Anlage 2 dieses Leitfadens entnommen werden.

3.4 Ermittlung der Vorhalteleistung

3.4.1 Definition Vorhalteleistung

Für das Netzpartizipationsmodell wird unter der Vorhalteleistung die Leistung verstanden, die der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes in einem Normaljahr durch den Kunden entspricht. Die Vorhalteleistung ist dabei der gemeinsame Leistungsbegriff, der sowohl für die stündlich gemessenen Kunden (= Lastgangkunden) als auch für die nicht stündlich gemessenen Kunden bzw. Jahreskunden oder Standardlastprofilkunden zu ermitteln ist.

Die Vorhalteleistung ist die über einen mehrjährigen Zeitraum gemittelte, tatsächlich aufgetretene, kundenindividuelle Jahreshöchstleistung. Der hier verwendete Begriff der Vorhalteleistung entspricht nicht der Netzauslegungsleistung, die die Basis für die Netzdimensionierung bildet, da hierfür die historischen Tiefsttemperaturen oder die örtlichen Auslegungstemperaturen (z.B. nach DIN EN 12831 Bbl 1:2004-04⁴) verwendet werden.

Die installierte Leistung stellt den maximal möglichen Leistungsbedarf einer Abnahmestelle dar, der aber in der Regel deutlich über der tatsächlichen Inanspruchnahme durch den Kunden liegt. Daher ist die hier verwendete Vorhalteleistung vom Zahlenwert her in der Regel kleiner als die installierte Leistung der Abnahmestelle.

3.4.2 Kundenindividuelle Betrachtung

Für stündlich gemessene Kunden wird zur Ermittlung der Vorhalteleistung für die Kalkulation von der festgestellten, gemessenen Höchstleistung der Vorjahre ausgegangen. Die gemessene Leistung ist auf ein durchschnittlich temperiertes Jahr z.B. über die Verwendung von Jahrestiefsttemperaturen und Prozessgasanteilen zu normieren. Ein Beispiel zur Vorgehensweise kann der Anlage 2 entnommen werden.

In den Fällen, in denen keine belastbaren Informationen zur Leistung vorhanden sind, die aber dennoch kundenindividuell betrachtet werden, kann die Vorhalteleistung über Abschlagsfaktoren oder näherungsweise mit folgender Formel ermittelt werden:

$$L(x) = 1,52 \cdot \left(\frac{x}{1.000}\right)^{0,857}, \quad x \text{ Jahresarbeit in kWh, } L(x) \text{ Vorhalteleistung in kW.}$$

Geltungsbereich der Formel: $x > 300.000 \text{ kWh}$, gilt speziell für individuell betrachtete Kunden.

⁴ Ersatz für DIN 4701

Bei stündlich gemessenen Kunden wird für die Abrechnung der Netzentgelte gemäß § 18 Absatz 3 bzw. 5 GasNEV die festgestellte Jahreshöchstleistung des Abrechnungsjahres in Ansatz gebracht.

Der BGW/GEODE/VKU-Leitfaden „Kosten-/Entgeltwälzung“ befasst sich mit Lastflussszusagen für unterbrechbare Kunden.

3.4.3 Gruppenbezogene Betrachtung

Für nicht stündlich gemessene Kunden bzw. Lastprofilkunden erfolgt die Ermittlung der Vorhalteleistung auf Basis der über einen mehrjährigen Betrachtungszeitraum normierten Jahresarbeit und typisierter Benutzungsstunden. Die normierte Jahresarbeit wird dabei durch typisierte Vollbenutzungsstunden dividiert. Die typisierten Benutzungsdauern lassen sich der Tabelle 3 (in Zusammenhang mit Tabelle 1 und Anlage 3) entnehmen. Aufgrund der Abhängigkeit von der unternehmensindividuellen Situation kann die Vollbenutzungsdauer innerhalb vorgegebener Spannen gewählt werden. Die so ermittelte Vorhalteleistung wird für die Jahreskunden als langjährig gültige Leistung festgelegt. Die Division der z.B. über Gradtagszahlen normierten Jahresarbeit mit den aufgeführten typisierten Benutzungsdauern ergibt bereits die Vorhalteleistung in einem Normaljahr.

Gruppe	Kundengruppe (G 1 bis G 6)	Stützstelle Jahresarbeit [kWh/a]	Vollbenutzungs- stunden p.a. ⁵
1	i.d.R. Kochgaskunden	400	650 h ± 150 h
2	i.d.R. Warmwasserkunden	1.800	900 h ± 180 h
3	i.d.R. Heizgaskunden, Einfamilienhaus	25.000	1.500 h ± 200 h
4	i.d.R. Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe	100.000	1.750 h ± 200 h
5	i.d.R. Mehrfamilienhäuser, Gewerbe	500.000	1.880 h ± 180 h
6	i.d.R. Gewerbe	1.200.000	1.900 h ± 150 h

Tabelle 3: Zuordnung von Vollbenutzungsstunden zur Stützstelle Jahresarbeit der Abnahmegruppen (s. Anlage 3)

⁵ mittlere Benutzungsstunden und übliche Spannen der Benutzungsstunden

Netzbetreiber, die die installierte Leistung in der Verbrauchsabrechnung führen, können die Vorhalteleistung unter Berücksichtigung eines Abschlagfaktors (z.B. 0,6) auf die installierte Leistung ermitteln. Bei Ableitung der Benutzungsdauer aus der normierten Jahresarbeit und der ermittelten Vorhalteleistung sollten sich Werte entsprechend Tabelle 3 ergeben. Mit dieser Vorgehensweise⁶ ist auch bei nicht leistungsgemessenen Abnahmestellen eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung auf die Kunden möglich.

Alternativ ist auch ein Leistungsansatz über Standardlastprofile unter Berücksichtigung der Vergleichmäßigung im örtlichen Verteilnetz möglich.

3.5 Kostenverursachungsverhältnis Jahresarbeit und Vorhalteleistung

Bei der Ermittlung von Netzentgelten stellen die Netzpartizipationsfunktionen die Grundlage der Kostenzuteilung dar. Dabei hat es sich als zweckmäßig herausgestellt, eine Kostenaufteilung sowohl nach der Arbeit als auch nach der Leistung vorzunehmen. Entsprechend wird für Arbeit und Leistung jeweils eine Netzpartizipationsfunktion ermittelt.

Die Kosten eines Gasnetzes lassen sich in Betriebs- und Kapitalkosten unterteilen. Die Kapitalkosten des Netzes (=Fixkosten) sind praktisch vollständig von der Kapazität des Netzes abhängig. Die spezifischen Investitionskosten werden maßgeblich vom Durchmesser der verlegten Leitungen und damit von der Kapazität bestimmt.

Die Betriebskosten des Netzes lassen sich in einen weitgehend fixen und einen variablen Kostenanteil unterteilen. Die variablen Kosten der Betriebskosten sollten auf die Arbeit umgelegt werden. Der fixe Kostenanteil der Betriebskosten ist analog den Kapitalkosten praktisch unabhängig von der durch das Netz transportierten Menge (eine Ausnahme bilden die Kosten für das Odoriermittel, die mengenabhängig sind). Für diesen Anteil sollten die Netzentgelte auf Basis der Vorhalteleistung gebildet werden.

Daher ist es in der Endverteilerstufe sachgerecht, Entgelte zu bilden, die sowohl von der Leistung als auch von der Arbeit abhängen. Solche Entgelte tragen dem Umstand Rechnung, dass im Netz der Endverteilungsstufe die kundengenaue Strukturierung des Erdgases erfolgt. Rein leistungsabhängige Tarife begünstigen einseitig Kunden mit hohen Benutzungsdauern, wohingegen insbesondere Haushaltskunden mit niedriger

⁶ empfohlen für alle Kunden in den Gruppen 5 und 6 der Tabelle 1

Benutzungsdauer stark benachteiligt werden. Aus diesem Grund hat es sich in zahlreichen europäischen Ländern durchgesetzt, bei der Ermittlung von Entgelten in der Endverteilung sowohl eine Arbeits- als auch eine Leistungskomponente vorzusehen.

In Österreich und Italien erfolgt die Aufteilung der Netzkosten zur Ermittlung von Entgelten zu 30% auf die Menge und zu 70% auf die Leistung. In Großbritannien wurde ein Verhältnis zwischen Arbeit und Leistung zur Ermittlung der Entgelte von 35% zu 65% angesetzt.

Vor diesem Hintergrund wird für die Ermittlung von Entgelten für die Endverteilung von Erdgas in Deutschland eine Verteilung der Netzkosten im Verhältnis von 30% Arbeit zu 70% Leistung empfohlen.

Übliche Aufteilung der Netzkosten auf Leistung und Arbeit:

Leistung	Arbeit
70 %	30 %

4 Bildung unternehmensindividueller Netzpartizipationsfunktionen

Nachdem die Kundendaten erfasst worden sind, werden die Kunden in Clustern zusammengefasst. Die Clusterzuordnung wird an dieser Stelle im Rahmen der NPF für die Arbeit vorgestellt. Die Bildung der NPF für die Leistung erfolgt analog.

Nummer	Typ	x_j			j		C_i
		spez. Menge in MWh	Menge in MWh	OV-Anteil in %	Laufvariable	kum. Arbeit	Clusterzuordnung
1	G 1				1		
2	G 2				2		
3	G 3				3		
4	G 4				4		
5	G 5				5		
6	G 6				6		
7	LGK				7		
8	LGK				8		
9	LGK				9		
10	LGK				10		
...	...				...		
n	LGK				n		

Tabelle 4: Clusterzuordnung

Die vorliegenden Datensätze gemäß Tabelle 4 sind aufsteigend nach der spezifischen Menge zu ordnen. Danach ist eine Spalte einzurichten, in der die Menge fortlaufend kumuliert wird. Zusätzlich wird eine Laufvariable zur Clusterzuordnung benötigt (Spalte j der Tabelle 4). Zur Vorbereitung der Zuordnung von einzelnen Kunden bzw. Gruppen von Lastprofilkunden zu NPF-Clustern (Spalte C von Tabelle 4) sind zudem folgende Daten zusammenzustellen.

Anzahl		
G 1		
G 2		
G 3		
G 4		
G 5		
G 6		
LGK		A
G	6	B
Daten für die Clusterung		
Summe Arbeit	[MWh]	$W = \text{Summe aller } x_j \text{ (Tabelle 4)}$
Cluster	15 [Stück]	q
Gewichtungsfaktor F	0,50	F
Anzahl je Cluster	[Stück]	$D = (A + B) / q$
Arbeit in Cluster	[MWh]	$w = W / q$

Tabelle 5: Daten für die Clusterzuordnung

Die Clusterzugehörigkeit für einen Kunden lässt sich dann nach folgender Formel berechnen:

$$C_i = \left[\frac{(1-F) * i * q}{n} \right] + \left[\frac{q * F * \sum_{j=1}^i x_j}{\sum_{j=1}^n x_j} \right]$$

C_i = Clusterzugehörigkeit (1...q)

F = Gewichtungsfaktor

j = Laufvariable (Index) des Kunden

i = konkreter Kunde bzw. Gruppe von Lastprofilkunden, für den die

Clusterzugehörigkeit festgestellt werden soll

q = Anzahl der zu bildenden Cluster (zwischen 10 und 20, Richtwert: 15)

n = Gesamtanzahl der Kunden ($n = A + B$)

x_j = Abnahmemenge der Kunden j

Die Ergebnisse für C_i nach obiger Formel sind auf ganze Zahlen ohne Nachkommastellen aufzurunden, um eine eindeutige Clusterzuordnung zu gewährleisten.

Der F-Faktor spielt eine nicht unbedeutende Rolle bei der Festlegung der Clusterzugehörigkeit. Er berücksichtigt die Kriterien Anzahl der Kunden in einem Cluster sowie die Mengensumme in einem Cluster im Falle der NPF für die Arbeit. Ist $F = 0$, so ist in der Regel in jedem Cluster die gleiche Anzahl an Kunden vorzufinden. Bei $F = 1$, wird lediglich eine Gleichverteilung der Menge auf die Cluster angestrebt. In beiden Extremfällen führt die isolierte Berücksichtigung nur eines Kriteriums zu einer unharmonischen Verteilung des jeweils anderen Kriteriums über die Cluster. Um beiden Kriterien daher Rechnung zu tragen, wird $F = 0,5$ gewählt.

Die zu bildenden Cluster sind von den Kundengruppen von Standardlastprofilkunden zu unterscheiden. Kunden mit einer Abnahmemenge von weniger als 1,5 Mio. kWh/a wurden in Gruppen von Lastprofilkunden zusammengefasst. Diese Gruppenbildung erfolgte gemäß Abschnitt 3.1 nach der abgenommenen Jahresarbeit. In der Regel werden 6 Gruppen (G1 bis G6) gebildet, jedoch kann je nach Kundenstruktur des Netzbetreibers auch von dieser

Anzahl abgewichen werden. Durch dieses gruppenweise Vorgehen wird eine Vereinfachung der Berechnungen erzielt, da nicht jeder Lastprofilkunde einzeln betrachtet werden muss. Die individuell betrachteten Kunden bzw. Gruppen von Lastprofilkunden werden mit der Formel zur Clusterbildung den Clustern zugeordnet. Dabei belegen beispielsweise die 6 Gruppen von Lastprofilkunden a priori nicht die Cluster 1 bis 6. Mehrere Lastprofilkundengruppen können gemäß der Formel in einem Cluster zusammengefasst werden.

Sind alle Kunden bzw. Kundengruppen (G und LGK) einem Cluster zugeordnet, lässt sich eine Clusterübersicht aggregieren.

Der x-Wert eines Clusters bestimmt sich über folgende Formel:

$$x = \left[\frac{\text{Summe der quadrierten spezifischen Mengen in einem Cluster}}{\text{Summe der Menge in einem Cluster}} \right]$$

Zu beachten ist, dass bei den Gruppen von Lastprofilkunden (G1 bis G6) die Quadrate der spezifischen Mengen noch mit der Anzahl von Lastprofilkunden in der jeweiligen Gruppe multipliziert werden müssen.

Die Größe „Prozent OV“ errechnet sich aus der Division von Summe Menge OV (Spalte C der Tabelle 6) und der Mengensumme im Cluster.

C					
Cluster	Summe Menge	Quadrate	x-Wert	Summe OV	Prozent OV
1					
2					
3					
4					
5					
6					
...					
15					

Tabelle 6: Clusterübersicht

Die Clusterpunkte (x-Wert; Prozent OV) werden dann in einem Menge-OV-Anteil-Diagramm abgetragen.

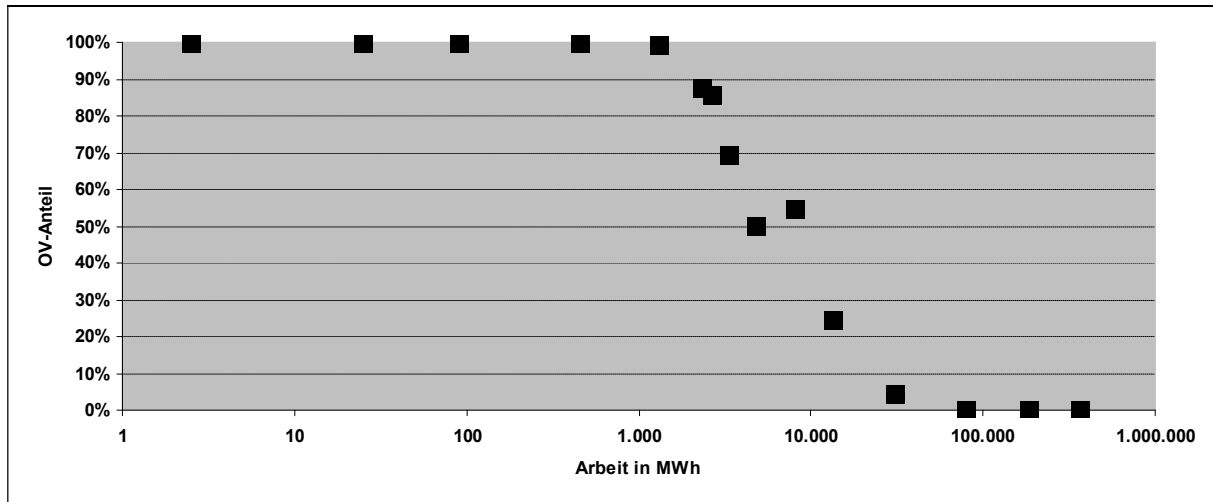


Abbildung 3: Abtragen der Clusterpunkte

Anschließend wird in den Punkteverlauf eine geeignete Netzpartizipationsfunktion für die Arbeit gelegt. Zum einen sollen die Clusterpunkte möglichst geringe Abstände zur Sigmoidfunktion haben. Daneben muss die Nebenbedingung erfüllt sein, dass die empirische Ortsverteilnetzmenge gleich der durch die Funktion ausgewiesenen Ortsverteilnetzmenge ist. Dadurch wird die Verprobung (Kosten = Entgelte) sichergestellt. Setzt man den x-Wert des Clusterpunktes in die Funktionsgleichung ein, erhält man den ausgewiesenen OV-Anteil des Clusters. Dieser kann von dem empirischen OV-Anteil abweichen, da nicht alle Clusterpunkte exakt auf der Sigmoidfunktion liegen.

Folgende Vorgehensweise kann gewählt werden, siehe auch Anlage 4:

- Parameter E innerhalb einer geeigneten Spanne schrittweise variieren.
- Für jeden Wert des Parameters E den, die Nebenbedingung erfüllenden, Halbwert WP bestimmen.
- Für jedes Parameterpaar (WP, E) wird der zugehörige Wert der Zielgröße (=Kehrwert der quadrierten Abweichungen der Clusterpunkte zur Sigmoidfunktion) festgestellt.
- Schließlich wird das Parameterpaar (WP, E) gewählt, bei dem die Zielgröße den höchsten Wert annimmt.

Eine geeignete individuelle Parameterbelegung ist dann erreicht, wenn unter Einhaltung der Nebenbedingung die Zielgröße maximal ist.

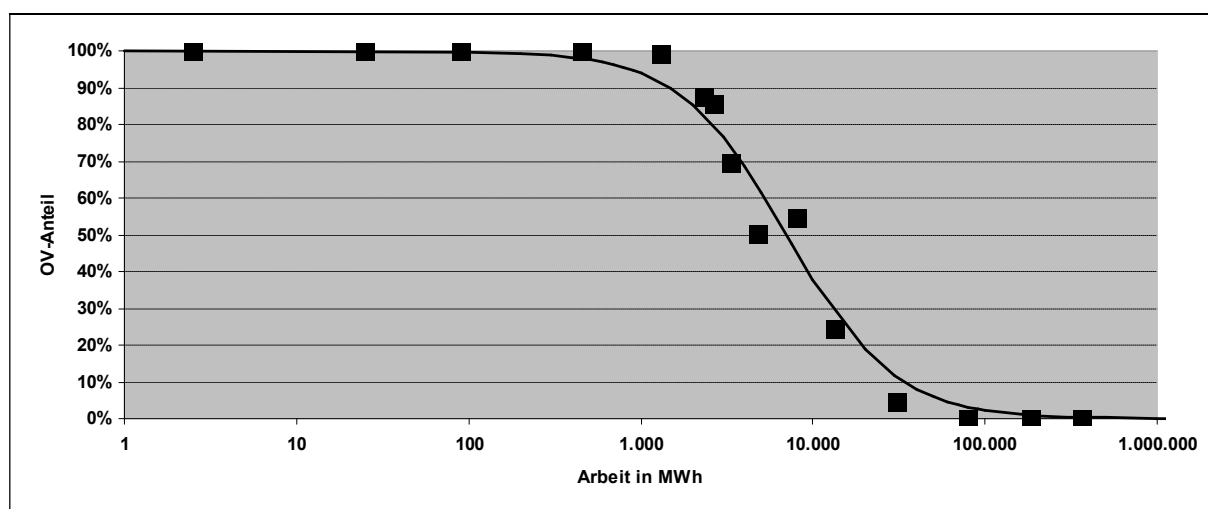


Abbildung 4: Netzpartizipationsfunktion für die Arbeit

Man erhält Werte für die Parameter WP und E der unter Abschnitt 2.2 dargestellten Sigmoidfunktion.

Nicht alle Netzbetreiber können Clusterpunkte aufweisen, die eine sehr gut passende Sigmoidfunktion ermöglichen. In manchen Fällen liegen die Clusterpunkte stark gestreut im Diagramm. Das ist beispielsweise der Fall, wenn nur wenige LGK vorhanden sind, so dass eine hohe Streuung aus der geringen Anzahl von Kunden je Cluster folgt.

Ein anderer Spezialfall tritt auf, wenn eine Zuordnung der Kunden zum OT bzw. OV hilfsweise an einer "Mengen- oder Leistungsschranke" statt an der funktionalen Netzzugehörigkeit vorgenommen wurde. Dann existiert oftmals nur ein Clusterpunkt, der einen OV-Anteil zwischen 0 % und 100 % aufweist. Sehr steile Sigmoidfunktionen sind die Folge.

Wird festgestellt, dass die unternehmensindividuelle Koeffizientenermittlung für die NPF zu keinen sachgerechten Ergebnissen führen, wird der Rückgriff auf die Koeffizienten WP und E unter Abschnitt 5 beschriebenen Bandbreiten empfohlen.

5 Empfohlene Koeffizientenspannen für die Netzpartizipationsfunktionen

Nach Ermittlung der individuellen Koeffizienten für WP und E sollte der Netzbetreiber prüfen, ob diese in den empfohlenen Spannen der Tabelle 7 liegen.⁷ Ist dies nicht der Fall, so kann er entweder auf die Bandbreiten zurückgreifen oder in begründeten Fällen Parameter außerhalb der Spannbreiten beibehalten.

NPF	Empfohlene Spanne Parameter WP	Empfohlene Spanne Parameter E
Arbeit	6.600 – 31.800 MWh	0,7 - 1,4
Leistung	3.200 – 15.500 kW	0,8 -1,4

Tabelle 7: Empfohlene Koeffizientenspannen

Ist die Datenlage eines Netzbetreibers zur Ermittlung von individuellen Koeffizienten unzureichend oder nicht repräsentativ, können die gewichteten mittleren Koeffizienten aus Tabelle 8 herangezogen werden.

NPF	Mittelwert Parameter WP	Mittelwert Parameter E
Arbeit	14.500 MWh	0,9
Leistung	7.000 kW	1,0

Tabelle 8: Mittlere Werte für die Koeffizienten

⁷ In Anlehnung an ein Gutachten der WIBERA „Untersuchung der Möglichkeiten und Grenzen zur Bestimmung unternehmensindividueller Netzpartizipationsfunktionen für den Netzzugang in der Endverteilung Erdgas.“ (2005)

6 Bestimmung der Briefmarken für Arbeit und Leistung

Im nächsten Schritt werden die zwei Briefmarken für Leistung und Arbeit nach folgendem Schema ermittelt. Die Briefmarken für Leistung und Arbeit setzen sich dabei jeweils aus einer Teilbriefmarke für OT und einer Teilbriefmarke für OV zusammen. Tabelle 11 beschreibt die Bildung der beiden Teilbriefmarken für die Arbeit. Die Teilbriefmarken für die Leistung werden analog ermittelt.

Netzkosten OT [Euro]		Netzkosten OV [Euro]	
Netzkosten			
Arbeitsanteil			
Leistungsanteil			
		H	I
		$J = 0,3 * H$	$L = 0,3 * I$
		$K = 0,7 * H$	$M = 0,7 * I$

Menge MWh	
Gesamt	$W = \text{Summe aller } x_j \text{ (Tabelle 4)}$
OV	$N = \text{Summe Spalte C (Tabelle 6)}$
OT	$O = W - N$

Briefmarken Ct/kWh	
OV	$R = L * 100 / (N * 1000)$
OT	$S = J * 100 / (W * 1000)$

Tabelle 9: Briefmarken

Werden keine individuellen Netzpartizipationsfunktionen gebildet, sondern Werte entsprechend Kapitel 5 Tabelle 8 verwendet, setzt man für die Größe N (Tabelle 9) die zugewiesene OV-Arbeit an.

7 Ableitung der Netzentgeltfunktionen

Abschließend werden die Briefmarken mit der Netzpartizipationsfunktion zusammengeführt, um die Netzentgeltfunktion zu ermitteln. Dazu wird die OV-Arbeits-Teilbriefmarke mit der NPF für die Arbeit multipliziert und anschließend die OT-Arbeits-Teilbriefmarke hinzuaddiert.

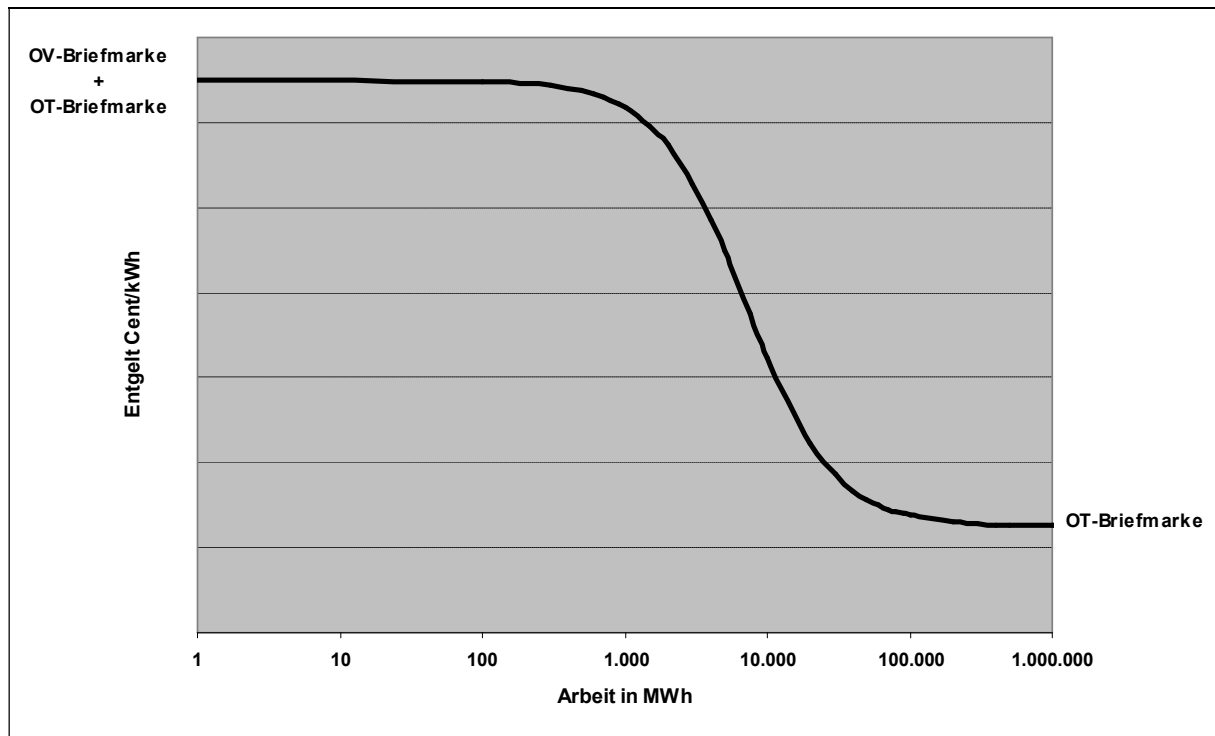


Abbildung 5: Netzentgeltfunktion für die Arbeit

8 Zahlenbeispiel

Um die Vorgehensweise transparenter zu gestalten, wird an dieser Stelle ein fiktives Zahlenbeispiel zur Berechnung einer Netzpartizipationsfunktion für die Arbeit dargelegt und anschließend die Herleitung einer Entgeltfunktion für die Arbeit aufgezeigt.

Tabelle 10 gibt einen auszugsweisen Überblick über die Kundendaten:

Nummer	Typ	x_j			j		C_i
		spez. Arbeit in MWh	Menge in MWh	OV-Anteil in %	Laufvariable	kum. Arbeit	Clusterzuordnung
1	G 1	1	8.000	100	1	8.000	1
2	G 2	5	50.000	100	2	58.000	1
3	G 3	25	2.500.000	100	3	2.558.000	2
4	G 4	90	2.700.000	100	4	5.258.000	3
5	G 5	450	2.250.000	100	5	7.508.000	4
6	G 6	1.250	1.000.000	100	6	8.508.000	5
7	LGK	1.700	1.700	100	7	8.509.700	5
8	LGK	2.000	2.000	0	8	8.511.700	5
9	LGK	2.017	2.017	100	9	8.513.717	5
10	LGK	2.022	2.022	100	10	8.515.739	5
...	...	...	...	...	...	...	...
290	LGK	160.000	160.000	0	290	12.151.000	14
291	LGK	180.000	180.000	0	291	12.331.000	14
292	LGK	185.000	185.000	0	292	12.516.000	14
293	LGK	195.000	195.000	0	293	12.711.000	14
294	LGK	210.000	210.000	0	294	12.921.000	14
295	LGK	225.000	225.000	0	295	13.146.000	14
296	LGK	240.000	240.000	0	296	13.386.000	14
297	LGK	245.000	245.000	0	297	13.631.000	15
298	LGK	325.000	325.000	0	298	13.956.000	15
299	LGK	455.000	455.000	0	299	14.411.000	15

Tabelle 10: Beispiel: Clusterzuordnung

Der Netzbetreiber weist neben den 6 Gruppen von Lastprofilkunden 293 LGK mit einer Abnahmemenge von mehr als 1.500 MWh auf. Weitere Daten liefert folgendes Tableau:

Anzahl		A B W = Summe aller x_j (Tabelle 10) q F D = (A + B) / q w = W / q
G 1	16.000	
G 2	10.000	
G 3	100.000	
G 4	30.000	
G 5	5.000	
G 6	800	
LGK	293	
G	6	
Daten für die Clusterung		
Summe Arbeit	14.411.000 [MWh]	
Cluster	15 [Stück]	
Gewichtungsfaktor F	0,50	
Anzahl je Cluster	19,93 [Stück]	
Arbeit in Cluster	960.733 [MWh]	

Tabelle 11: Beispiel: Prämissen der Clusterzuordnung

Die beiden Kriterien Anzahl der Kunden je Cluster und Arbeitssumme je Cluster bilden die Grundlage für die Zuordnung der Kunden zu Clustern gemäß der Formel aus Abschnitt 4.

C					
Cluster	Summe Menge	Quadrate	x-Wert	Summe OV	Prozent OV
1	58.000	254.000.000	4	58.000	100%
2	2.500.000	62.500.000.000	25	2.500.000	100%
3	2.700.000	243.000.000.000	90	2.700.000	100%
4	2.250.000	1.012.500.000.000	450	2.250.000	100%
5	1.070.594	1.396.824.288.000	1.305	1.062.379	99%
6	67.450	157.056.242.000	2.328	58.032	86%
...	...	...	...	...	...
12	905.645	28.242.133.349.009	31.185	40.785	5%
13	911.319	72.319.684.647.280	79.357	-	0%
14	1.941.247	358.970.601.206.266	184.918	-	0%
15	1.025.000	372.675.000.000.000	363.585	-	0%

Tabelle 12: Beispiel: Clusterübersicht

Durch Abtragen der berechneten Clusterpunkte ergibt sich folgendes Diagramm.

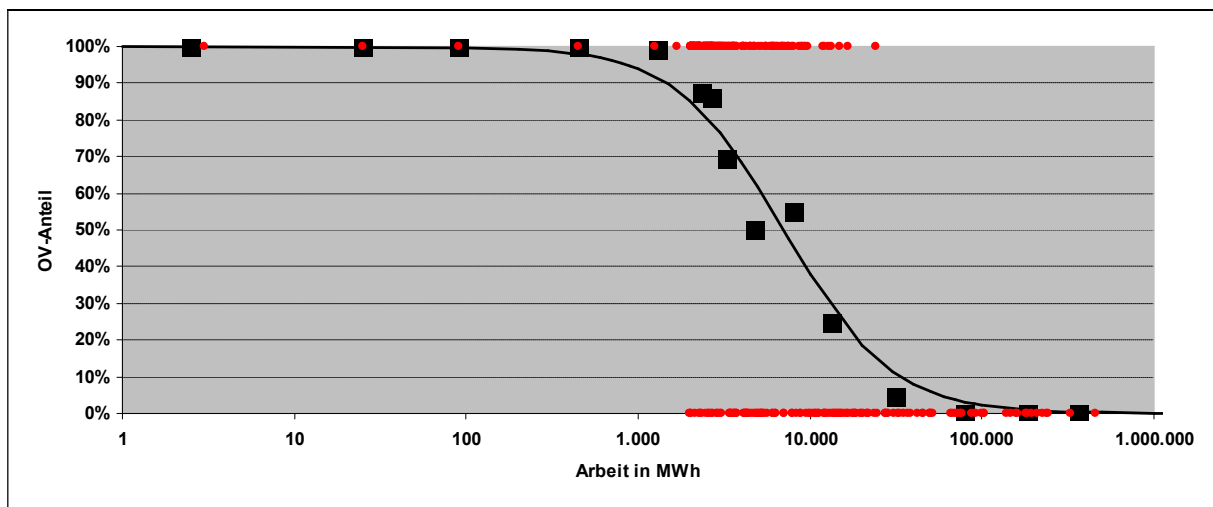


Abbildung 6: Beispiel: Netzpartizipationsfunktion Arbeit

Im nächsten Schritt werden die Briefmarken für die Arbeit gemäß folgendem Schema ermittelt.

Netzkosten OT [Euro]			Netzkosten OV [Euro]		
Netzkosten	30.000.000	H	80.000.000	I	
Arbeitsanteil	9.000.000	$J = 0,3 * H$	24.000.000	L = 0,3 * I	
Leistungsanteil	21.000.000	$K = 0,7 * H$	56.000.000	M = 0,7 * I	

Menge MWh		
Gesamt	14.411.000	$W = \text{Summe aller } x_j \text{ (Tabelle 10)}$
OV	9.163.053	$N = \text{Summe Spalte C (Tabelle 12)}$
OT	5.247.947	$O = W - N$

Briefmarken Ct/kWh		
OV	0,261921436	$R = L * 100 / (N * 1000)$
OT	0,062452293	$S = J * 100 / (W * 1000)$

Tabelle 13: Beispiel: Briefmarken

Schließlich wird die Netzentgeltfunktion für die Arbeit bestimmt.

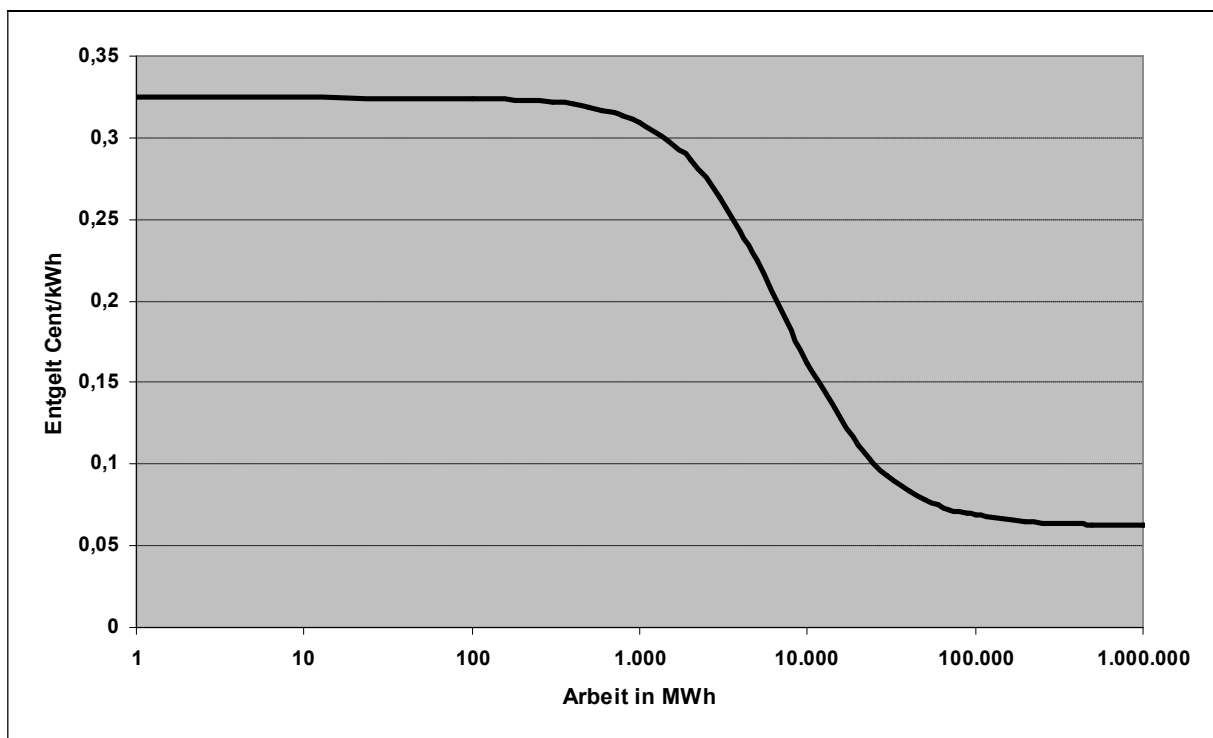


Abbildung 7: Beispiel: Netzentgeltfunktion für die Arbeit

Eine analoge Vorgehensweise wird bei der Ermittlung der Netzpartizipationsfunktion und Netzentgeltfunktion für die Leistung gewählt.

9 Umsetzung in ein Preisblatt Netzentgelte

9.1 Transformation der Sigmoidfunktionen in eine Preistabelle

Die ermittelten Netzpartizipationsfunktionen dienen der verursachungsgerechten Kostenverteilung auf Kunden bzw. Kundengruppen. Es kann dabei zweckmäßig sein, aus den Netzpartizipationsfunktionen ein Preisblatt mit festen Preisen oder Preisbestandteilen abzuleiten. Die ermittelten Leistungspreise können für nicht leistungsgemessene Kunden in Grundpreise entsprechend § 18 Abs. 4 GasNEV überführt werden.

Wichtige Voraussetzung ist, dass die Kostenverteilung weiterhin auf den gefundenen Partizipationsfunktionen beruht. Die Berechnungsgrundlage kann dabei z.B. durch abschnittsweise Definition von Funktionsteilen vereinfacht werden. Hierzu kann sich ein Stufenmodell ebenso wie ein Zonenmodell anbieten. Bei beiden Modelltypen werden für Arbeit und Leistung Intervalle gebildet. Unabhängig vom Modelltyp werden diese Intervalle im Folgenden Zonen genannt. Beim Stufenmodell wird die für die Zone angegebene Briefmarke auf die gesamte Menge bzw. Leistung des Kunden angewendet. Beim Zonenmodell wird die Arbeit bzw. Leistung auf die einzelnen Zonen zerlegt und mit den jeweiligen Zonenbriefmarken ausmultipliziert.

Ein Beispiel möge an dieser Stelle noch einmal den Unterschied zwischen Zonen- und Stufenmodell verdeutlichen. Ein Preissystem ist z.B. folgendermaßen aufgebaut:

Untergrenze in kWh	Obergrenze in kWh	Arbeitspreis in Ct/kWh
0	1.000	2,0
1.001	4.000	1,5
4.001	50.000	1,0

Tabelle 14: Beispiel für einen Preisblattausschnitt

Ein Kunde mit einer Abnahme von 10.000 kWh würde im Stufenmodell ein Arbeitsentgelt in Höhe von 100 Euro ($10.000 \text{ kWh} \cdot 1,0 \text{ Ct/kWh}$) zugewiesen bekommen. Im Zonenmodell würde er ein Entgelt gemäß obiger Tabelle in Höhe von 125 Euro ($1.000 \text{ kWh} \cdot 2,0 \text{ Ct/kWh} + 3.000 \text{ kWh} \cdot 1,5 \text{ Ct/kWh} + 6.000 \text{ kWh} \cdot 1,0 \text{ Ct/kWh}$) tragen. Das resultierende niedrigere Entgelt beim Stufenmodell kommt lediglich durch das Verwenden der gleichen Preistabelle

zustande. In der Praxis würden die Arbeitspreise bei Verwendung des Zonen- und Stufenmodells differieren.

Die jeweiligen Zonengrenzen können netzbetreiberindividuell angepasst werden. Auch die Anzahl der Zonen ist individuell anpassbar, sollte aber 20 nicht übersteigen. Wenn im Bereich der Lastprofilkunden im Preisblatt die Gruppen feiner gegliedert werden sollen als im Leitfaden empfohlen, müssen auch in das Netzpartizipationsmodell die neu gebildeten Gruppen von Lastprofilkunden einfließen.

Es wird empfohlen, ein zweigliedriges Preissystem zu erstellen, differenziert nach nicht leistungsgemessenen und leistungsgemessenen Kunden. Die nichtleistungsgemessenen Kunden werden über eine Preistabelle abgebildet, z.B. in Form eines mischpreisgeglätteten Stufenmodells. Die leistungsgemessenen Kunden können im zweiten Preisblattsegment mit der Sigmoidfunktion individuell unter Ausweis der Funktionsparameter (Beispiel in Anlage 5) oder mit einer Preistabelle (Stufen- / Zonenmodell) bepreist werden.

In das Preisblatt sind neben den Netzentgelten auch die Mess- und Abrechnungspreise aufzunehmen.

9.2 Glättung des Preissystems

Bei der Anwendung der aus den stetigen Sigmoidfunktionen abgeleiteten Preistabellen kann es zu Mischpreissprüngen an den Zonengrenzen kommen. Diese sind über geeignete Verfahren zu glätten. Beispielsweise können im nicht leistungsgemessenen Kundenbereich durch die Vorgabe von plausiblen Grundpreisen Arbeitspreise kalkuliert werden, die zu einer Mischpreisstetigkeit an den Zonengrenzen führen.

Die Erfahrungen der ersten Genehmigungsrunde haben gezeigt, dass viele Netzbetreiber für Kunden ohne Leistungsmessung ein geglättetes Stufenmodell mit Grundpreisen verwenden und Kunden mit Leistungsmessung individuell z.B. mit den Sigmoidfunktionen abrechnen.

9.3 Berücksichtigung vorgelagerter Netzkosten

Für die zweite Entgeltenehmigungsrunde gelten entsprechend im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur entsprechend den Vorgaben der Beschlusskammer 9 folgende Grundsätze:

In der zweiten Entgeltenehmigungsrunde werden nur netzscharfe Entgelte genehmigt. Auf Grundlage der genehmigten netzscharfen Entgelte haben die Netzbetreiber Gesamtentgelte inkl. Wälzungsanteil zu bilden und anzuzeigen. Weitere Details können dem **BGW/GEODE/VKU-Leitfaden „Kosten-/Entgeltwälzung“** entnommen werden.

9.4 Ansatz von Rabatten gemäß Konzessionsabgabenverordnung

§ 3 Absatz 1 Ziffer 1 der Konzessionsabgabenverordnung eröffnet die Möglichkeit, Preisnachlässe für den in Niederdruck abgerechneten Eigenverbrauch der Gemeinde bis zu 10 vom Hundert des Rechnungsbetrages für den Netzzugang geltend zu machen, sofern diese Preisnachlässe in der Rechnung offen ausgewiesen werden.

Es ist zu beachten, dass für den Kommunalrabatt der Konzessionsvertragsnehmer zuständig ist. Das kann bedeuten, dass die Netzbetreiber (z.B. im Pachtmodell) nicht für die Rabattierung der Konzessionsabgabe zuständig sind.

Für die Netzbetreiber, die diese Rabatte berücksichtigen, ergäbe sich beispielsweise die folgende Vorgehensweise:

- 1.) Ermittlung der normierten, energiewirtschaftlichen Daten für alle Letztverbraucher (ohne §20 Abs. 2 GasNEV - Fälle), wie im bisherigen Vorgehen
- 2.) Kalkulation der Netzpartizipationsfunktionen
- 3.) Auflistung der für den Rabatt in Betracht kommenden Kunden mit Menge, Leistung und OT/OV-Zugehörigkeit.
- 4.) Multiplikation des Rabattprozentsatzes mit der durch diese Kunden im OV oder OT abgesetzten Menge und Leistung.
- 5.) Das Rabattvolumen vermindert die in die Briefmarkenbildung eingehenden energiewirtschaftlichen Größen (OT-Menge, OT-Leistung, ggfs. OV-Menge, ggfs. OV-Leistung)

- 6.) Die dadurch höheren Briefmarken würden zu einer Überdeckung der Kosten führen. Der Abzug des Rabatts bei der Abrechnung dieser Kunden stellt die Kostenorientierung wieder her.

Alternativ kann zur Berücksichtigung der rabattberechtigten Verbraucher ein iteratives Verfahren gewählt werden.

10 Verprobung

Netzbetreiber haben vor der Veröffentlichung ihrer Entgelte sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, die zuvor ermittelten Kosten zu decken, d.h. dass die Anwendung des Entgeltsystems einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den zu deckenden Kosten entspricht. Hierzu ist die Prognose der Absatzmengen erforderlich, wie sie auch bereits für die Kalkulation angesetzt wurde.

Die Verprobungen sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise schriftlich zu dokumentieren und in den Bericht nach § 28 GasNEV (Ermittlung der Netzentgelte) aufzunehmen.

Das Netzpartizipationsmodell stellt über eine Nebenbedingung sicher, dass die geplanten Erlöse aus Netzentgelten den zu Grunde gelegten Netzkosten entsprechen.

11 Sonderformen der Netznutzung

Gemäß § 20 GasNEV kann der Betreiber eines Verteilnetzes in Einzelfällen zur Vermeidung des Direktleitungsbaus abweichend von § 18 GasNEV ein gesondertes Netzentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen. Das gesonderte Netzentgelt ist der BNetzA unverzüglich mitzuteilen.

Für eine erste Abschätzung der gaswirtschaftlichen Leistung kann eine übliche Berechnung eines Direktleitungsbaus verwendet werden.

Zudem ist gemäß den Veröffentlichungspflichten § 27 GasNEV anzuzeigen, falls individuelle Sonderentgelte bei der Kalkulation berücksichtigt wurden.

12 Separate Entgelte für Messung und Abrechnung

12.1 Allgemeine Hinweise

Die Netzentgeltverordnung verlangt von jedem Netzbetreiber die getrennte Festlegung eines Entgeltes für die Messung und eines Entgeltes für die Abrechnung. Bei kostenorientierter Entgeltbildung richten sich die Entgelte nach den Kosten, die den jeweiligen Haupt- und Nebenkostenstellen zugeordnet sind. Eine Differenzierung der Hauptkostenstellen Messung bzw. Abrechnung nach Druckstufen wird durch die Anlage 2 der GasNEV vorgeschrieben. Das Messentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereitstellung des Zählers und sonstiger messtechnischer Einrichtungen sowie der Ablesung der Zähler. Das Abrechnungsentgelt beinhaltet die Kosten der kaufmännischen Verarbeitung der Zählerdaten sowie die Beibringung fälliger Entgelte für den Netzzugang und der Abrechnung.

12.2 Messentgelt

Das Messentgelt ist sehr stark von der messtechnischen Ausstattung der Abnahmestelle abhängig. Die Kosten für die Messtechnik werden maßgeblich durch die Anschaffungskosten der zum Einsatz kommenden Messgeräte bestimmt. Diese wiederum hängen von der erforderlichen Größe der Zähler ab. Es ist deshalb naheliegend, die Messgeräte in Zählergruppen zusammenzufassen. Diese können z.B. in Abhängigkeit von den durchschnittlichen Anschaffungskosten sowie betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeleitet werden.

Die im Zusammenhang mit der Messung entstandenen Kosten werden auf der Kostenstelle "Messung" ausgewiesen. Diese beinhalten neben den aufwandsgleichen Kostenarten auch die kalkulatorischen Kosten (kalk. Eigenkapitalverzinsung, kalk. Abschreibung, kalk. Steuern). Um eine verursachungsgerechte Zuordnung der Messkosten auf die einzelnen Zähler vornehmen zu können, ist es notwendig, geeignete Verteilungsschlüssel anzuwenden. Ein sachgerechtes Verfahren zur Kostenverteilung bildet die Anwendung von Äquivalenzziffern. Weitere sachgerechte Verfahren zur Ermittlung von Messentgelten sind möglich.

Für die Beantragung der Meß- und Abrechnungsentgelte auf Basis des Jahres 2006 müssen die Messentgelte erstmalig in einen Anteil für den Messstellenbetrieb und die Messung bzw. Ablesung unterschieden werden. Dabei müssen die der Messkostenstelle zugeordneten Kosten in diese beiden Funktionen unterschieden werden.

Im ersten Schritt wird eine Unterteilung der Kosten der Hauptkostenstelle Messung in Messstellenbetrieb und Messung im eigentlichen Sinne vorgenommen. Abschreibungen, EK-Verzinsung, FK-Zinsen und Gewerbesteuer werden verursachungsgerecht den Kosten des Messstellenbetriebs zugewiesen. Die restlichen Kosten werden nach Möglichkeit auch dem Messstellenbetrieb oder der Messung/Ablesung direkt zugeordnet bzw. verursachungsgerecht aufgeteilt. Dies könnte zum Beispiel über einen Schlüssel nach Prozessanalyse erfolgen.

Belastung Hauptkostenstelle Messung:	200.000 €
davon AfA, EK/FK-Verz., Gew.St.:	50.000 €
davon Sonstige:	150.000 €
Prozessanalyse:	
Messstellenbetrieb	66,7%
Messung/Ablesung	33,3%
Sonstige Kosten Messstellenbetrieb	100.000 €
Sonstige Kosten Messung/Ablesung	50.000 €
Summe Kosten Messtellenbetrieb	150.000 €
Kosten Messung/Ablesung	50.000 €

Tabelle 15: Aufteilung der Messkosten

Die Kosten für die Messung im eigentlichen Sinne werden über die Anzahl der Ablesungen auf die Zähler verteilt.

Die Kosten für den Messstellenbetrieb werden über ein Äquivalenzziffernverfahren verteilt. Die Aufteilung der Kosten erfolgt über den TNW-Schlüssel auf die einzelnen Zähler. Die einzelnen Zählergrößen können zu Gruppen aggregiert werden und für diese einheitliche Entgelte ausgewiesen werden.

Zählergruppe	Anzahl der Zähler	davon monatlich abgelesen	Summe der Ablesungen	gewichteter TNW/Zähler	Äquivalenzziffer	Summe Äquivalenzziffern
G 2,5 bis G 10	9.400	0	9.400	250	1	9.400
G 16 bis G 25	350	0	350	750	3	1.050
G 40 bis G 100	20	10	130	3.000	12	240
G 160 bis G 1600	10	10	120	7.500	30	300
			10.000			10.990
Kosten Messung/Ablesung			50.000 €			
Summe der Äquivalenzziffern:			10.000			
Kosten in Euro/ÄZ			5,00			
Summe Kosten Messtellenbetrieb			150.000 €			
Summe der Äquivalenzziffern:			10.990			
Kosten in Euro/ÄZ			13,65			

Tabelle 16: Äquivalenzziffern

Das Messentgelt setzt sich dann aus dem Teilentgelt für die Messung im eigentlichen Sinne und dem Teilentgelt für den Messstellenbetrieb zusammen.

Zählergruppe	Messentgelt für jährlich abgelesene Zähler in Euro/Zähler	Anzahl der Zähler	Erlöse	Messentgelt für monatlich abgelesene Zähler in Euro/Zähler	Anzahl der Zähler	Erlöse
G 2,5 bis G 10	18,65	9.400	175.298 €	73,65	0	0 €
G 16 bis G 25	45,95	350	16.081 €	100,95	0	0 €
G 40 bis G 100	168,79	10	1.688 €	223,79	10	2.238 €
G 160 bis G 1600	414,46	0	0 €	469,46	10	4.695 €
Summe Erlöse:			193.068 €			6.932 €
Summe Kosten:	200.000 €					

Tabelle 17: Messentgelte und Verprobung

12.3 Abrechnungsentgelt

Das Abrechnungsentgelt ist maßgebend vom Umfang und von der Anzahl der Abrechnungen abhängig. Es wird in erster Linie durch die Bedürfnisse der Netzkunden hinsichtlich Bereitstellungshäufigkeit und Qualität der Messdaten bestimmt. Das Entgelt beinhaltet die Bearbeitung der Zählerdaten (Ermitteln des Abrechnungsbrennwertes, Ermittlung der abrechnungsrelevanten Leistung und Arbeit, Anwendung von Lastprofilen etc.) sowie die Ermittlung und Abrechnung der Netzentgelte.

Die Kosten für die Abrechnung werden auf der Hauptkostenstelle "Abrechnung" erfasst. Da es für Abrechnung unwesentlich ist, ob der Zähler im HD- oder ND-Netz eingebaut ist, sind die auf dieser Kostenstelle erfassten Kosten i.d.R. vom Abrechnungsaufwand und der Häufigkeit der jährlichen Abrechnungen abhängig. Die Kosten der Kostenstelle "Abrechnung" werden für jeden Zähler nach dem Äquivalenzzifferverfahren ermittelt und zugeordnet. In Abhängigkeit von der Abrechnungshäufigkeit und den spezifisch kalkulierten Kosten je Zählergruppe werden die Gesamtkosten der Hauptkostenstelle Abrechnung entsprechend den ermittelten Äquivalenzziffern verteilt.

Zählergruppe	Anzahl der Zähler	davon monatlich abgerechnet	Äquivalenzziffer
G 2,5 bis G 10	9.400	0	9.400
G 16 bis G 25	350	0	350
G 40 bis G 100	20	10	130
G 160 bis G 1600	10	10	120
			10.000
Belastung Hauptkostenstelle Abrechnung:			200.000 Euro
Summe der Äquivalenzziffern:			10.000
Abrechnungsentgelt:			20 Euro/Abrechnung

Tabelle 18: Ermittlung der Abrechnungsentgelte

13 Änderungen der Entgelte

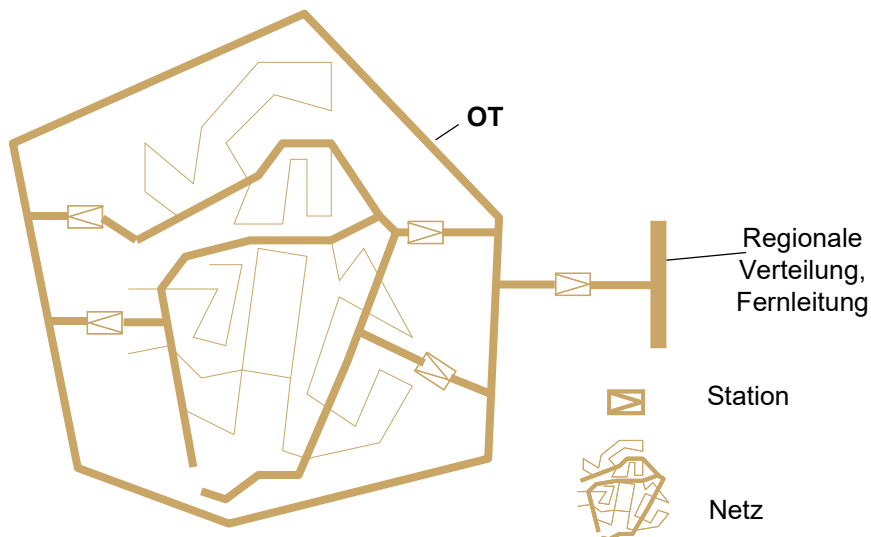
Mindestens sechs Monate vor einem beabsichtigten Wirksamwerden neuer Entgelte ist die Genehmigung der Entgelte bei der BNetzA zu beantragen. Trifft die BNetzA innerhalb von sechs Monaten keine Entscheidung, gelten die beantragten Entgelte für ein Jahr als genehmigt.

Ist ein Antrag auf Änderungen von Entgelten bei der BNetzA gestellt worden, ist dies gemäß § 17 GasNEV auf den Internetseiten des Netzbetreibers bekannt zu geben.

Anlage 1: Beispiele für typische Ortstransportleitungen

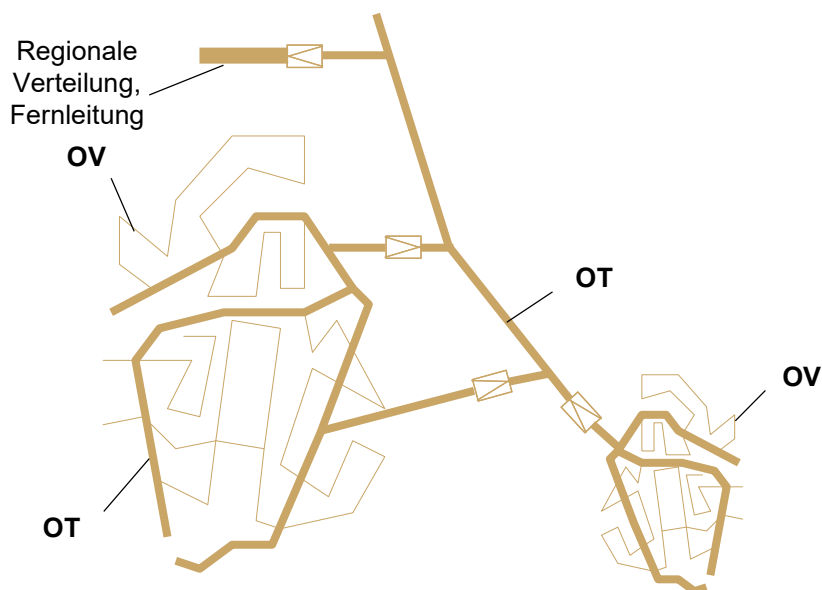
1.) Leitungsring (OT)

„Städtische Versorgung“:
Hochdruckring zur Versorgung von größeren Stadtwerken.



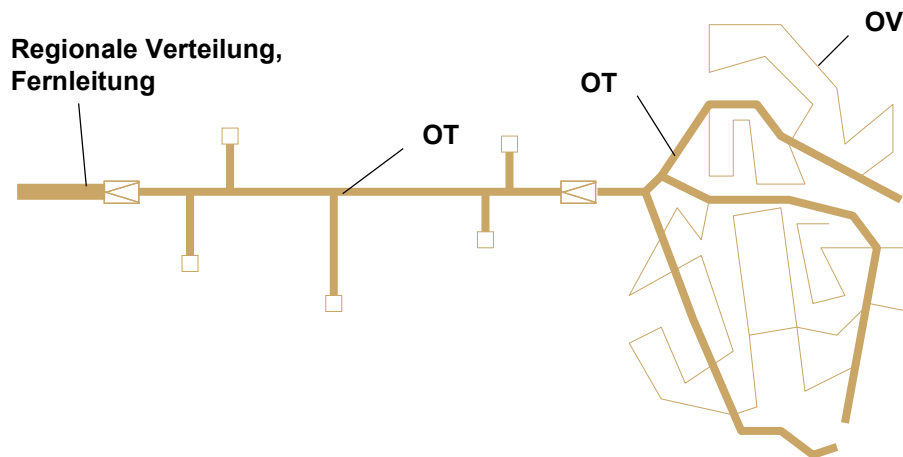
2.) Verbindung von Ortsteilen

„Sukzessiv erschlossene Gemeinden“:
Leitungen mit örtlichen Verteilnetzcharakter zur Verbindung einzelner Ortschaften (historische Erschließung „Zug um Zug“).



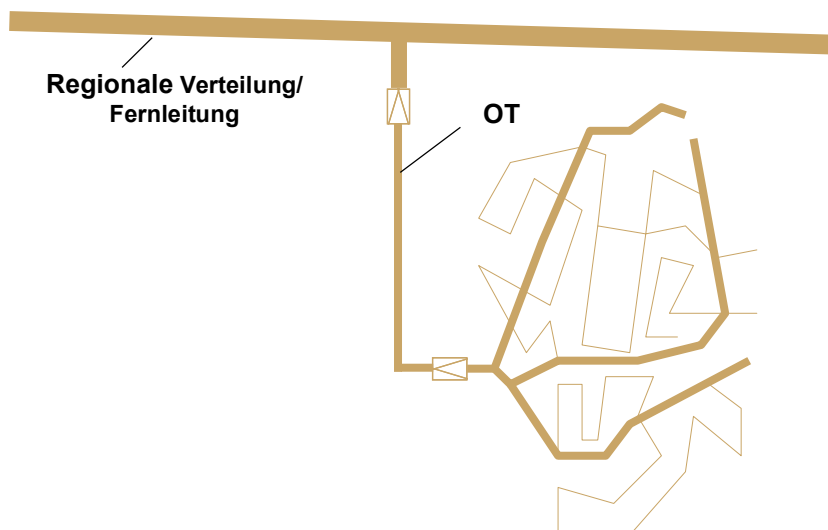
3.) Gräte

„Gräte“ mit 6 Großkunden/Ortsverteilnetzen und OT-Leitungen.



4.) OT-Leitung zur Anbindung an das vorgelagerte Netz

Anbindung eines Ortsverteilnetzes an eine vorgelagerte-Ortstransportleitung.



Anlage 2: Normierung von Arbeit und Leistung

Normierung der Arbeit nach Gradtagszahlen

Ausgehend von der Jahresabnahmemenge wird der temperaturabhängige Anteil als „Heizgas“ und der von der Temperatur unabhängige Anteil als „Prozessgas“ bezeichnet.

Die im Folgenden beschriebene Vorgehensweise ist nur auf den Heizgasanteil anzuwenden. Der verbleibende Prozessgasanteil kann im Regelfall unverändert bleiben. Korrekturen sind vorzunehmen, wenn der Vorjahreswert der Jahresmenge durch untypische Ereignisse oder durch starke jährliche Schwankungen nicht als Durchschnittsabnahme angesehen werden kann (z.B. durch Verwendung des Durchschnittswertes der vergangenen Jahre).

Für die gruppenbezogene Betrachtungsweise können die dargestellten Erfahrungswerte für den Heizgasanteil angesetzt werden.

Gruppen von Lastprofilkunden	Annahme Heizgasanteil
Kochgaskunden und Warmwasserkunden (G1, G2)	0 %
Heizgaskunden, Einfamilienhaus (G3)	90 %
Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe (G4)	85 %
Mehrfamilienhäuser, Gewerbe (G5)	80 %
Gewerbe (G6)	75 %

Bei individueller Betrachtungsweise hingegen sind für jeden Kunden entsprechende Annahmen für den Heizgasanteil der Jahresmenge zu treffen.

Für die Überführung des Heizgasanteils der Vorjahresmenge in eine temperaturnormierte Jahresarbeit werden die Gradtagszahlen benötigt. Eine Übersicht über die Gradtagszahlen ausgewählter Wetterstationen ist unter folgender Adresse im Internet abrufbar:
http://www.iwu.de/datei/Gradtagszahlen_Deutschland.xls

Die Gradtagszahlen sind ein Maß dafür, an wie vielen Tagen eines Jahres eine Grenztemperatur von 15°C wie stark unterschritten wurde. In der Regel geht man davon aus, dass unterhalb dieser Grenztemperatur Heizgas in Anspruch genommen wird. Je

höher die Gradtagszahlen sind, desto kälter das Jahr. Die genaue Berechnungsweise ist in der VDI-Richtlinie 2067 definiert.

Grundsätzlich ist zur Temperaturnormierung die dem eigenen Netz naheliegendste Wetterstation zu wählen, wenn keine den Vorgaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) genügenden eigenen Messwerte vorliegen. Die Normierung erfolgt über einen Dreisatz und soll durch folgendes Rechenbeispiel verdeutlicht werden.

<i>Vorjahresmenge des Kunden</i>	=	50 Mio. kWh	
<i>Prozessgasanteil an der Jahresmenge</i>	=	50 %	
<i>Vorjahresgradtagszahl</i>	=	3.254	
<i>Gradtagszahl Normaljahr</i>	=	3.214	(10-Jahres-Durchschnitt)

Die temperaturnormierte Jahresarbeit ergibt sich dann wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Heizgasanteil Betrachtungsjahr} &= 50\% * 50 \text{ Mio. kWh} = 25 \text{ Mio. kWh} \\ \text{Normierter Heizgasanteil} &= 25 \text{ Mio. kWh} * 3.214/3.254 = 24,7 \text{ Mio. kWh} \end{aligned}$$

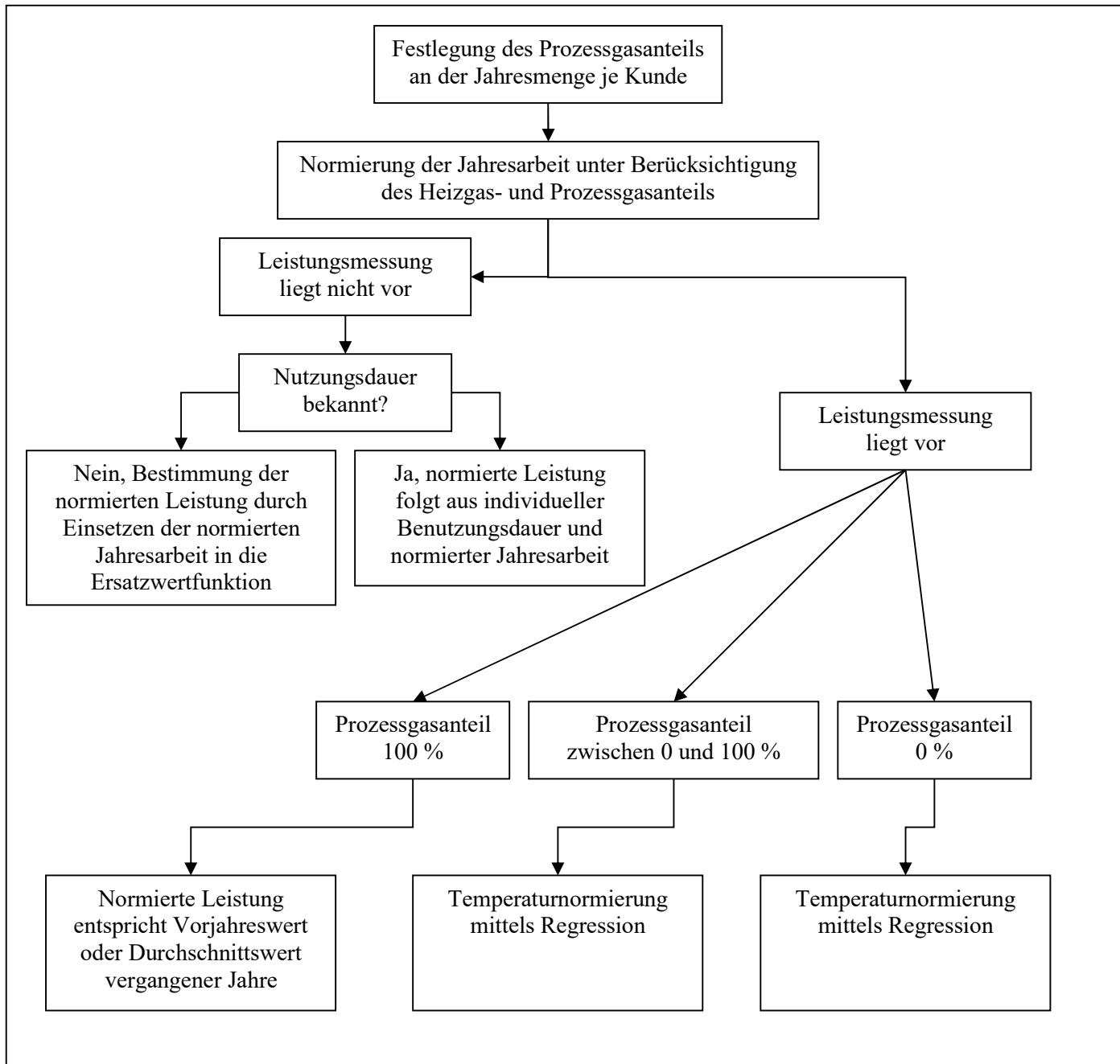
Bei der Bildung des Durchschnitts der Gradtagszahlen sollte ein Zeitraum von 10 Jahren nicht unterschritten werden. Wie bereits erwähnt, ist die Normierung nur für den Heizgasanteil vorzunehmen. Der vorab festgestellte Prozessgasanteil ist anschließend wieder zu addieren.

$$\text{Normierte Jahresarbeit} = 25 \text{ Mio. kWh} + 24,7 \text{ Mio. kWh} = 49,7 \text{ Mio. kWh}$$

Hinsichtlich der Vorgehensweise bei kundenindividueller oder gruppenbezogener Betrachtung gibt es bei der Normierung der Arbeit keinen Unterschied.

Normierung der Leistung über eine Regressionsfunktion

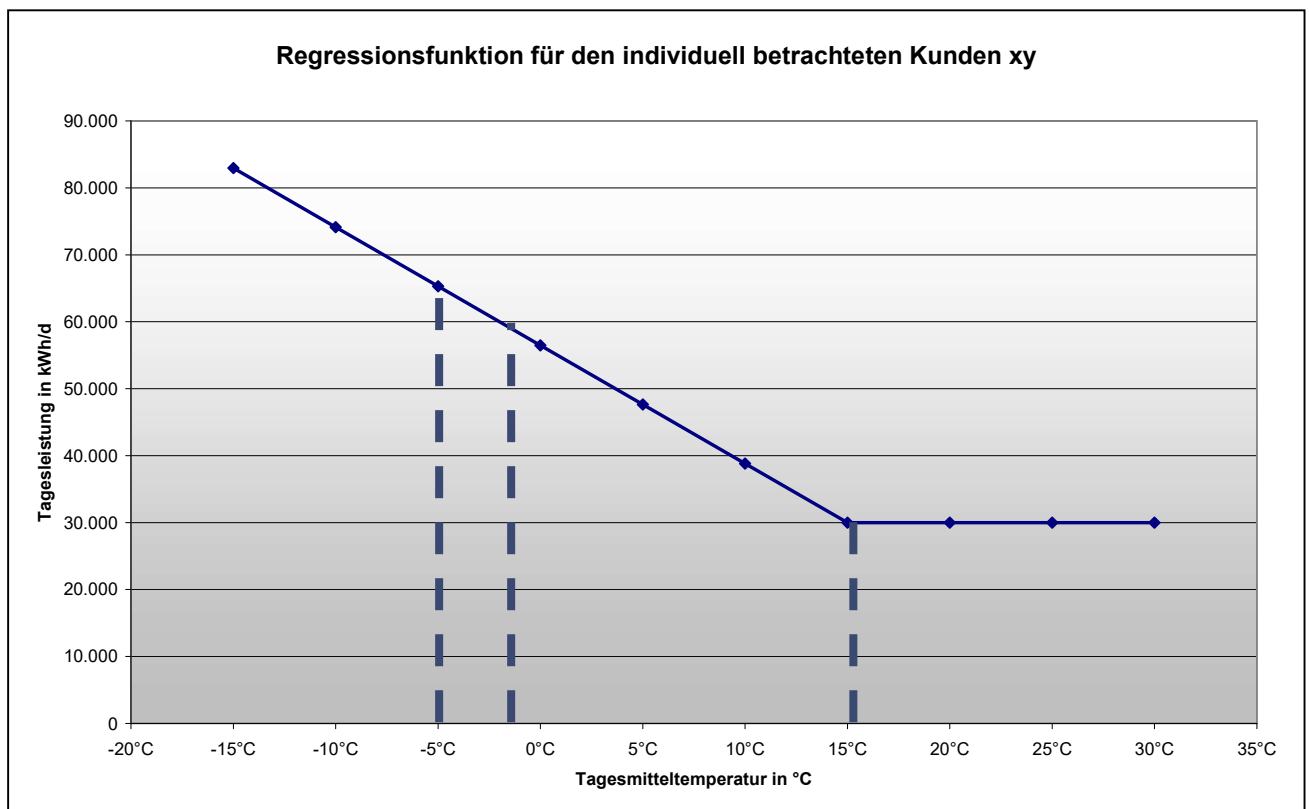
Folgendes Fließdiagramm veranschaulicht die Vorgehensweise bei der Normierung der Vorhalteleistung für individuell betrachtete Kunden.



Bei vorliegender Leistungsmessung ist zwischen Kunden mit temperaturabhängiger bzw. temperaturunabhängiger Leistungsabnahme zu unterscheiden. Es ist zu beachten, dass der Prozessgasanteil der Jahresmenge nicht dem Prozessgasanteil zur Normierung der Leistung entspricht.

Für Kunden mit temperaturunabhängigem Abnahmeverhalten ist die im Vorjahr gemessene Vorhalteleistung anzusetzen. Unterliegt die Leistungsabnahme des Kunden starken Schwankungen oder war der Vorjahreswert aus anderen Gründen nicht „typisch“, so können auch Durchschnittswerte der Vorjahre angesetzt werden.

Bei temperaturabhängiger Leistungsabnahme ist die Durchführung einer vereinfachten Regressionsrechnung notwendig. In der Regel lässt sich die Temperaturabhängigkeit der vom Kunden benötigten Tagesleistung gemäß einer Regressionsfunktion beschreiben. Hier kann auf eine sigmoide oder eine lineare Regressionsfunktion zurückgegriffen werden. Da die Normierung auf der durchschnittlichen Tiefsttemperatur der vergangenen Jahre basiert und nicht auf eine Auslegungstemperatur abgestellt werden soll, erscheint die lineare Regressionsfunktion als geeignetes Normierungsmittel.



Mit abnehmender Tagesmitteltemperatur steigt die benötigte Tagesleistung. Ab einer Grenztemperatur von 15°C wird kein Heizgas mehr benötigt. Die Temperaturnormierung der Tagesleistung kann analog folgendem Zahlenbeispiel vorgenommen werden.

<i>Im Vorjahr abgenommene maximale Tagesleistung</i>	=	60.000 kWh/d
<i>Tagesmitteltemperatur am kältesten Tag des Vorjahres</i>	=	-2°C
<i>Durchschnittliche Tiefsttemperatur der letzten 10 Jahre</i>	=	-5°C
<i>Grenztemperatur</i>	=	15°C

$$\text{Durchschnittliche Tagesleistung im Sommer } (T \geq 15^{\circ}\text{C}) = 30.000 \text{ kWh/d}$$

Gesucht wird nun als Eingangsgröße für die Ermittlung der Netzpartizipationsfunktion die bei der durchschnittlichen Tiefsttemperatur, also -5°C , benötigte Tagesleistung ($\Rightarrow$ temperaturnormierte Leistung). Dazu kann der lineare Zusammenhang zwischen Tagesmitteltemperatur und Tagesleistung genutzt werden. Dieser Zusammenhang lässt sich für Tagesmitteltemperaturen unterhalb von 15°C wie folgt ausdrücken:

$$\text{Tagesleistung} = \text{Steigung} \cdot \text{Tagesmitteltemperatur} + \text{Konstante}$$

Anhand des obigen Zahlenbeispiels können Steigung und Konstante bestimmt werden.

$$\text{Steigung} = (30.000 - 60.000) / (15 - (-2)) = -1.765 \text{ (kWh/d)} / (^{\circ}\text{C})$$

$$\text{Konstante} = 60.000 - (-1.765) \cdot (-2) = 56.471 \text{ kWh/d}$$

Die normierte Vorhalteleistung bestimmt sich dann durch Einsetzen der durchschnittlichen Tiefsttemperatur in die obige Regressionsfunktion.

$$\text{Normierte Vorhalteleistung (Tagesmenge)} = -1.765 \cdot (-5) + 56.471 = 65.296 \text{ kWh/d}$$

Für die weiteren Berechnungen ist dann die normierte Vorhalteleistung je Tag in die normierte Vorhalteleistung je Stunde umzurechnen. Die dazu benötigte Tagesbenutzungsdauer kann der Messung entnommen werden und berechnet sich, indem die maximal vom Kunden abgenommene Tagesmenge des Vorjahres (im Beispiel 60.000 kWh/d) durch die höchste Stundenleistung an dem gleichen Tag dividiert wird (beträgt die maximale Stundenleistung des Tages z.B. 3.000 kWh/h, so ergibt sich eine Tagesbenutzungsdauer von 20 h/d). Schließlich erhält man die für das Netzpartizipationsmodell benötigte normierte Vorhalteleistung.

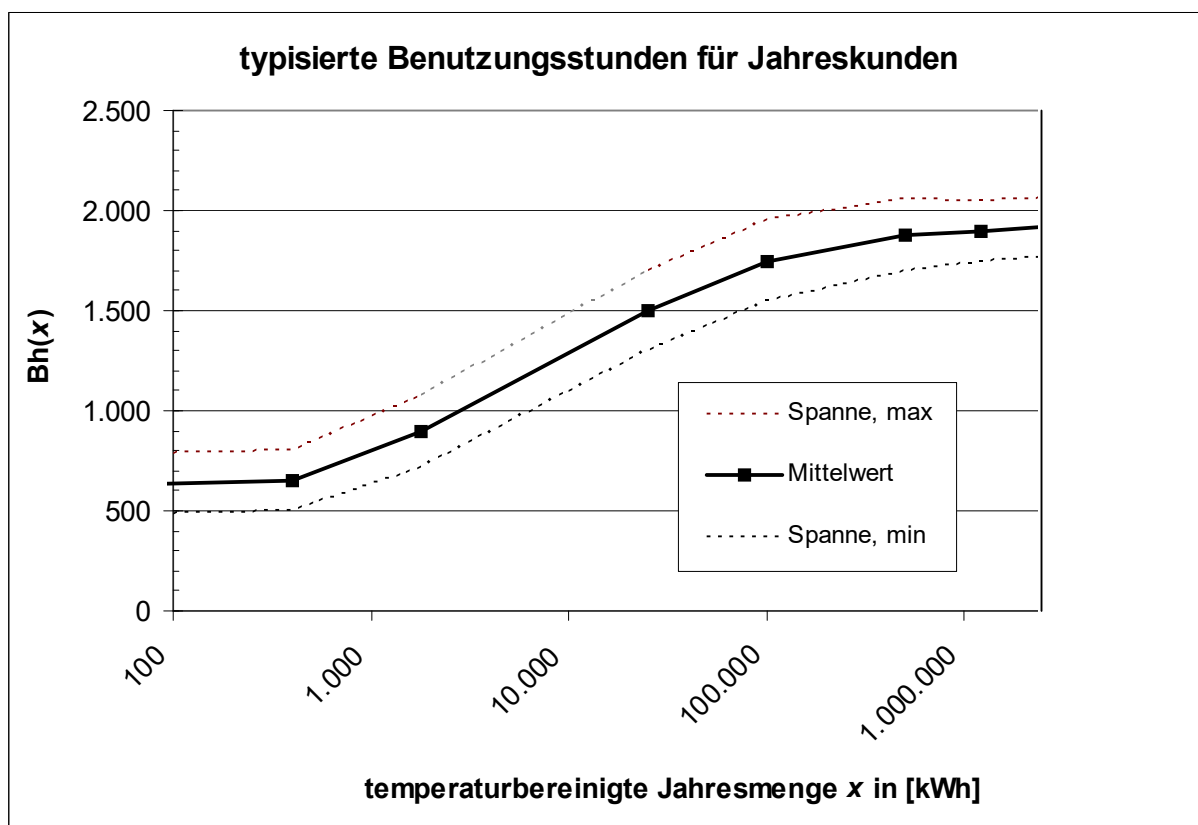
$$\text{Normierte Vorhalteleistung (Stundenmenge)} = 65.296 / 20 = 3.265 \text{ kWh/h}$$

Beträgt der Prozessgasanteil des Kunden 0%, ist die Vorgehensweise analog durchzuführen. Einziger Unterschied besteht darin, dass die oberhalb der Grenztemperatur von 15°C benötigte Tagesleistung auf Null gesetzt wird.

Anlage 3: Typisierte Benutzungsstunden

Typisierte Benutzungsstunden für Kunden der Gruppen 1 bis 6
Zuordnung Stützstellen Jahresarbeit zu Vollbenutzungsstunden

Gruppe	typische Kundengruppe (i.d.R.)	Stützstelle Jahresarbeit [kWh/a]	Vollbenutzungsstunden und übliche Spannen	
1	Kochgaskunden	400	650 h	± 150 h
2	Warmwasserkunden	1.800	900 h	± 180 h
3	Heizgaskunden, Einfamilienhaus	25.000	1.500 h	± 200 h
4	Mehrfamilienhäuser, Kleingewerbe	100.000	1.750 h	± 200 h
5	Mehrfamilienhäuser, Gewerbe	500.000	1.880 h	± 180 h
6	Gewerbe	1.200.000	1.900 h	± 150 h



Anlage 4: Ziel und Nebenbedingung der Netzpartizipationsfunktion

Um die geeignete Netzpartizipationsfunktion zu bestimmen wird eine Zielgröße maximiert unter Einhaltung einer Nebenbedingung. Die Nebenbedingung lautet:

$$\begin{aligned} &\text{empirische Menge bzw. Leistung am Ortsverteilstromnetz} \\ &= \\ &\text{zugewiesene Ortsverteilstromnetzmenge bzw. -leistung} \end{aligned}$$

Die zugewiesene Ortsverteilstromnetzmenge eines Kunden ergibt sich dabei wie folgt. Durch Einsetzen der jeweiligen Menge eines Kunden in die Netzpartizipationsfunktion erhält man den OV Anteil des Kunden als Prozentsatz. Anschließend multipliziert man diesen Prozentsatz mit der Menge des Kunden und man erhält die Ortsverteilstromnetzmenge dieses Kunden. Summiert man alle zugewiesenen OV-Mengen über alle Kunden, so ist diese Summe gleich der tatsächlich abgesetzten bzw. empirischen Menge am OV. Vorgehen bei der Leistung analog.

Es werden zunächst Startwerte für die Parameter WP und E gesetzt. Für jeden Clusterpunkt wird die Differenz aus ausgewiesenem und empirischem OV-Anteil gebildet, anschließend wird die Differenz quadriert.

z.B. bei Cluster	x-Wert	OV-Anteil (empirisch)	OV-Anteil (ausgewiesen)	Differenz	Quadrierte Differenz
6	2.328	86%	$= 1/(1+(2.328/7.009)^{1,4}) = 82,23\%$	4,77%	0,00227
12	31.185	5%	$= 1/(1+(31.185/7.009)^{1,4}) = 11,01\%$	-6,01%	0,00361

Schließlich wird die quadrierte Differenz über alle Clusterpunkte aufsummiert und reziprok gesetzt. Diese Zielgröße („Optimierungsgröße“) wird maximiert.

Im Falle der Arbeitsentgelte muss zur Sicherstellung der Verprobung die empirische über das Ortsverteilstromnetz abgenommene Menge der simulierten Ortsverteilstromnetzmenge entsprechen. Analog muss bei den Leistungsentgelten die empirische im Ortsverteilstromnetz benötigte Vorhalteleistung mit der zugewiesenen Ortsverteilstromnetzleistung übereinstimmen.

Dabei ist die empirische OV-Menge die Summe aller tatsächlich direkt aus dem OV-Netz abgegebenen Mengen über alle Kunden. Ein Kunde, der am OT angeschlossen ist, leistet einen Beitrag von 0 zur empirischen OV-Menge. Die empirische OV-Menge lässt sich aus der Clusterübersicht ableiten. Die empirische OV-Menge über alle Kunden in Cluster 6 (siehe Tabelle 12) beträgt beispielhaft 58.032 MWh, wohingegen die Gesamtmenge des Clusters 67.450 MWh beträgt. Die OV-Mengen der Clusterübersicht werden aufsummiert und bilden die empirische OV-Menge.

Die ausgewiesene OV-Menge wird ermittelt, indem jeder Kunde mit seiner Abnahmemenge in die Netzpartizipationsfunktion eingesetzt wird. Man erhält jeweils Prozentsätze des simulierten OV-Anteils für jeden Kunden. Die ausgewiesene OV-Menge erhält man durch Multiplikation der Abnahmemenge des Kunden mit seinem simulierten OV-Anteil. Hierzu einige Zahlenbeispiele:

z.B.	Spez. Arbeit in MWh	Menge in MWh	Empirischer OV-Anteil	Simulierter OV-Anteil	Ausgewiesene OV-Menge in MWh
G 5	450	2.250.000	100%	$= 1/(1+(450/7.009)^{1,4})$ $= 97,90\%$	$= 2.250.000 \cdot 97,90\%$ $= 2.202.841$
LGK 4	2.022	2.022	100%	$= 1/(1+(2.022/7.009)^{1,4})$ $= 85,07\%$	$= 2.022 \cdot 85,07\%$ $= 1.720$
LGK 284	160.000	160.000	0%	$= 1/(1+(160.000/7.009)^{1,4})$ $= 1,24\%$	$= 160.000 \cdot 1,24\%$ $= 1.981$

Anlage 5: Beispielhafte Entgeltfunktionen für Arbeit und Leistung

Entgeltformeln *AE* und *LE*

spezifisches Netzentgelt *AE* – Arbeit *W*

$$AE(W) = \frac{AE_{OV}}{1 + \left(\frac{W}{WP_A}\right)^C} + AE_{OT}$$

spezifisches Netzentgelt *LE* – Leistung *P*

$$LE(P) = \frac{LE_{OV}}{1 + \left(\frac{P}{WP_L}\right)^D} + LE_{OT}$$

Entgeltfunktion Arbeit

Jahresarbeit *W*

$AE_{OT} = 0,0630$ Ct/kWh

$AE_{OV} = 0,3550$ Ct/kWh

$WP_A = 14.500.000$ kWh

$C = 0,9$

$AE(W) = \frac{0,3550}{1 + \left(\frac{W}{14.500.000 kWh}\right)^{0,9}} + 0,0630$	in Ct/kWh
---	-----------

Entgeltfunktion Leistung

Vorhalteleistung *P*

$LE_{OT} = 2,76$ Euro/kW

$LE_{OV} = 14,15$ Euro/kW

$WP_L = 7.000$ kW

$D = 1,0$

$LE(P) = \frac{14,15}{1 + \left(\frac{P}{7.000 kW}\right)^{1,0}} + 2,76$	in Euro/kW
--	------------

Literaturverzeichnis:

- Zweites Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts, Bundesgesetzblatt 2005 I Nr. 42, Bonn, 12.07.2005
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV), Bundesgesetzblatt 2005 I Nr. 46, Bonn, 28.07.2005
- Verordnung über den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), Bundesgesetzblatt 2005 I Nr. 46, Bonn, 28.07.2005
- WIBERA: Untersuchung der Möglichkeiten und Grenzen zur Bestimmung unternehmensindividueller Netzpartizipationsfunktionen für den Netzzugang in der Endverteilung Erdgas, Düsseldorf, Mai 2005