



**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden

Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Berlin, 30. Juni 2014

Herausgegeben vom

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) sowie von

GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Allgemeine Begriffsbestimmung.....	6
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	9
2 Grundlagen der Lastprofilanwendung.....	11
2.1 Anwendungsgrenzen für Standardlastprofile	11
2.2 Zuordnung von Lastprofilen.....	12
3 Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren	15
3.1 Verfahren zur Zuordnung von Lastprofilen.....	15
3.2 Initiale/wiederkehrende Aufgaben	15
3.3 Ablauf des SLP-Verfahrens	15
3.4 Datenbereitstellung durch den Ausspeisenetzbetreiber	16
3.5 Temperatur.....	16
3.5.1 Festlegung einer Temperaturmessstelle.....	16
3.5.2 Anzusetzende Temperatur	17
3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung	18
3.6.1 Grundlagen Kundenwert.....	18
3.6.2 Auslöser für die Kundenwertberechnung / Kundenwertänderung	21
3.6.3 Zusammenhang Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose	26
3.6.4 Erläuterungen zur Kundenwertfortschreibung.....	27
3.6.5 Ableseverfahren und Kundenwertfortschreibung	28
3.6.6 Storno einer Abrechnung / Korrektur Kundenwerte	29
3.6.7 Prüfungen im Rahmen der Kundenwertermittlung	29
3.6.8 Festlegung des Kundenwertes bei Neuanlagen	33
4 Anwendungsverfahren von Lastprofilen.....	36
4.1 Synthetisches Lastprofilverfahren.....	36
4.1.1 Berechnung von Lastprofilmengen	37
4.1.2 Beispiel synthetisches Lastprofilverfahren	38

4.1.3	Anpassung der Profilmfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren.....	39
4.1.4	Korrekturfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren	40
4.2	Analytisches Lastprofilverfahren.....	41
4.2.1	Auswirkungen der Bilanzierungsbrennwerte auf analytische SLP-Mengen.....	42
4.2.2	Beispiele analytisches Lastprofilverfahren	43
4.2.3	Optimierungsfaktor zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytisches Lastprofilverfahren.....	48
5	Qualitätsprüfung und Verbesserung	55
5.1	Vorgehen bei der Prüfung der Lastprofil-Anwendung	55
5.1.1	Überprüfung der SLP-Ausprägung	55
5.1.2	Prüfung von Kundenwerten	63
5.1.3	Prognosetemperatur.....	63
5.2	Sicherstellung der (Allokations-) Datenqualität und –bereitstellung	66
5.3	Beurteilung der SLP Allokation und des Netzkontos.....	70
5.3.1	Netzkontosaldo 0, 1, und 2.....	70
5.3.2	Bewertung von Netzkonten mittels Kennzahlen und Diagrammen.....	71
5.3.3	Abrechnung von Netzkonten	73
	Literaturverzeichnis.....	74
Anlage 1	Ermittlung des Kundenwertes.....	75
Anlage 2	Nomenklatur.....	83
Anlage 3	Kalender für Feiertage.....	88
Anlage 4	Behandlung der Sommer-/Winterzeit Umstellung	89
Anlage 5	Einheiten und Berechnungsgenauigkeiten	91
Anlage 6	Datenblätter Standardlastprofile nach TU München	95
Anlage 7	Sigmoidfunktion.....	116

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Zeitliche Abfolge der SLP-Bilanzierung.....	16
Abbildung 2	Kundenwertberechnung für eine SLP-Umstellung (vor der Umstellung) ...	23
Abbildung 3	Kundenwertberechnung nach einer SLP-Umstellung.....	24
Abbildung 4	Formel zur Berechnung des prognostizierten Tagesverbrauches einer SLP Ausspeisestelle.....	37
Abbildung 5	Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen....	40
Abbildung 6	Beispiel zur Ermittlung des Restlastgangs / zu verteilende SLP-Menge ...	41
Abbildung 7	Zeitliche Abfolge der analytischen Bilanzierung.....	49
Abbildung 8	Ermittlung der Regressionsfunktion.....	50
Abbildung 9	Formel zur Ermittlung des Optimierungsfaktors.....	52
Abbildung 10	ZDM-Diagramme für Abbildung der Differenzmenge des Netzkontos (NK0).....	56
Abbildung 11	Berechnung der Restlast.....	58
Abbildung 12	Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur ohne Datenfehler.....	59
Abbildung 13	Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur mit Datenfehler.....	60
Abbildung 14	Darstellung ursprüngliche SLP-Ausprägung zur Restlast.....	61
Abbildung 15	Darstellung Als-Ob Allokation SLP-Ausprägung „04“.....	62
Abbildung 16	Anpassung geschlossenes Netzkonto.....	63
Abbildung 17	Analyse der Temperaturdaten.....	64
Abbildung 18	Vergleichende Darstellung geometrische Reihe zur einfachen Tagesmitteltemperatur.....	65
Abbildung 19	Darstellung der Restlastpunktewolke in den Übergangsmonaten.....	66
Abbildung 20	Berechnung des Netzkontosaldos.....	70
Abbildung 21	Beurteilung des Netzkontos.....	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Kundenkategorien I und II	44
Tabelle 2	Berechnung der Zerlegungsfaktoren.....	44
Tabelle 3	Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die LP-Typen	45
Tabelle 4	Berechnung der Gewichtungsfaktoren je Transportkunde und Lastprofiltyp	45
Tabelle 5	Berechnung der analytischen Tagesmenge pro Lieferant	46
Tabelle 6	SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Lastprofiltypen I und II	47
Tabelle 7	Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die Lieferanten.....	47
Tabelle 8	Berechnung des Allokationsfaktor	48
Tabelle 9	Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant	48
Tabelle 10	beispielhafte Datenbasis.....	50
Tabelle 11	Aggregationstiefe der Kundenwertkontrolle	67
Tabelle 12	Plausibilisierung über aggregierte Kundenwerte	68
Tabelle 13	Aggregation auf SLP-Typ Ebene	69
Tabelle 14	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Heizgasbereich ...	76
Tabelle 15	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen	77
Tabelle 16	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Gewerbebereich	78
Tabelle 17	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen unter Berücksichtigung der Wochentagsfaktoren.....	80
Tabelle 18	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Kochgas benötigte Informationen des Ausspeisepunktes.....	81
Tabelle 19	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen	82
Tabelle 20	Liste der bundesweiten Feiertage	88

Allgemeine Begriffsbestimmung

SLP-Ausspeisepunkt: Messstelle ohne Lastgangmessung, bei der die Bilanzkreiswirksamkeit der Energiemengenverteilung unter Anwendung eines Standardlastprofils erfolgt.

Gesamtlastgang: Summenlastgang der Netzkopplungspunkte zum vorgelagerten Netz sowie Einspeisungen in das Netz aus Speichern und Biogasanlagen.

Restlastgang: Gesamtlastgang abzüglich der Lastgänge der Ausspeisepunkte mit Lastgangmessung und der Lastgänge nachgelagerter Netze sowie bereinigt um den Netzpuffer und Speicher.

Mehr- und Mindermengen: Mehr- und Mindermengen sind Differenzmengen, welche sich aus der Differenz zwischen den für einen Zeitraum vom Ausspeisenetzbetreiber gemeldeten bilanzkreisrelevanten Allokationsdaten, ergänzt um Ersatzwerte der Marktgebietsverantwortliche, und den tatsächlichen Verbräuchen eines Ausspeisepunktes für den Abrechnungszeitraum ergeben.

Abkürzungsverzeichnis

ANB	AUSSPEISENETZBETREIBER
BDEW	BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT
BNETZA	BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN
BK	BILANZKREIS
BKV	BILANZKREISVERANTWORTLICHER
D	TAG/BETRACHTUNGSTAG
D+1	FOLGETAG AUF DEN BETRACHTUNGSTAG
D-1	VORTAG AUF DEN BETRACHTUNGSTAG
D-2	VOR-VORTAG AUF DEN BETRACHTUNGSTAG
D-3	VOR-VOR-VORTAG AUF DEN BETRACHTUNGSTAG
DVGW	DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E. V.
EDM	ENERGIEDATENMANAGEMENT
G/H/D	PROFIL GEWERBE/HANDEL/DIENSTLEISTUNGEN
GABI GAS	GRUNDMODELL DER AUSGLEICHSLEISTUNGEN UND BILANZIERUNGSREGELN IM DEUTSCHEN GASMARKT
GASNZV	GASNETZZUGANGSVERORDNUNG
GELI GAS	GESCHÄFTSPROZESSE LIEFERANTENWECHSEL GAS (BNETZA BESCHLUSS BK7-06-067 VOM 20. AUGUST 2007)
GEODE	EUROPÄISCHER VERBAND DER UNABHÄNGIGEN STROM- UND GASVERTEILERUNTERNEHMEN
HEF ("D14")	PROFIL HAUSHALT-EINFAMILIENHAUS (EDI-CODIERUNG FÜR DIE DEUTSCHLAND REGEL-AUSPRÄGUNG)
HMF ("D24")	PROFIL HAUSHALT MEHRFAMILIENHAUS (EDI-CODIERUNG FÜR DIE DEUTSCHLAND REGEL-AUSPRÄGUNG)
HO ABR.	ABRECHNUNGSBRENNWERT
HO BIL.	BILANZIERUNGSBRENNWERT
h- WERT	FUNKTIONSWERT DER SIGMOID- FUNKTION
JVP	JAHRESVERBRAUCHSPROGNOSE
KoV	VEREINBARUNG ÜBER DIE KOOPERATION GEMÄß § 20 ABS. 1 B) ENWG ZWISCHEN DEN BETREIBERN VON IN DEUTSCHLAND GELEGENEN GASVERSORGUNGSNETZEN

KW	KUNDENWERT (= TEMPERATURBEZOGENE TAGESVERBRAUCHSPROGNOSE, SLP-SPEZIFISCH UND TEMPERATURMESSSTATIONSSPEZIFISCH)
MESZ	MITTELEUROPÄISCHE SOMMERZEIT
MEZ	MITTELEUROPÄISCHE ZEIT
MGV	MARKTGEBIETSVERANTWORTLICHER
RLM	REGISTRIERENDE LASTGANGMESSUNG
SLP	STANDARDLASTPROFILE
TK	TRANSPORTKUNDE
TUM	TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN
VBA	VERBRAUCHSABRECHNUNG
VKU	VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN

1 Einleitung

Standardlastprofile (SLP) ersetzen die nicht vorhandene Lastganglinie von Letztverbrauchern durch eine errechnete, hinreichend genaue Prognose der Gasabnahme in Abhängigkeit von der Temperatur. Ohne SLP ist eine Bilanzierung von kleinen, nicht täglich gemessenen Letztverbrauchern unmöglich.

Für die Anwendung der SLP-Verfahren sind insbesondere die verordnungsrechtlichen Bestimmungen der zuletzt zum 03. September 2010 geänderten Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sowie der Beschluss der BNetzA zu GABi Gas vom 28.05.2008 relevant. In § 24 GasNZV wird neben der Anwendung von mindestens einem Heizgas- und einem Gewerbelastprofil auch die Anwendung eines Kochgaslastprofils ab dem 1. Oktober 2011 verlangt.

Insbesondere aus der überarbeiteten GasNZV ergibt sich somit ein Anpassungsbedarf bei der Anwendung der SLP-Verfahren. Darüber hinaus kommt der Überwachung der SLP-Anwendungsprozesse und Allokationsgüte und deren Auswirkung auf den Regelenergiebedarf und damit im Rahmen der Stabilität des gesamten GABi-Modells erhebliche Bedeutung zu.

Dieser Leitfaden beschreibt unter Berücksichtigung der Änderungen aus der GasNZV insbesondere das Verfahren zur ordnungsgemäßen Anwendung der SLP-Verfahren beim Ausspeisenetzbetreiber (ANB) bis zum Versand der Allokationsnachricht. Die nachgelagerten Verfahrensschritte und Prozesse sind nicht Bestandteil dieses Leitfadens.

Im folgenden Kapitel werden die verordnungsrechtlichen Anforderungen an die SLP-Zuordnung und SLP-Anwendung aufgeführt. In Kapitel 3 werden grundlegende Aufgaben im Vorfeld der Anwendung beschrieben, die unabhängig vom gewählten SLP-Verfahren gelten. In dieser Leitfadenfassung wurde das Kapitel 3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung neu ergänzt. In diesem neuen Abschnitt sind Vorgaben für eine fachgerechte Kundenwertberechnung dargestellt. Kapitel 4 stellt die Spezifika der beiden unterschiedlichen Verfahrensansätze des synthetischen und des analytischen Verfahrens dar. Das 5. Kapitel beinhaltet die Prüfung der SLP-Anwendungsgüte bzw. SLP-Allokationsqualität.

Ergänzend dazu wird eine Checkliste mit Fragen zur Überprüfung der SLP-Allokationsgüte auf der Homepage des BDEW und des VKU veröffentlicht, die insbesondere weiterführende Hinweise zur Verbesserung der SLP-Allokationsgüte gibt und vom ANB für die Überwachung der Anwendungsgüte herangezogen bzw. verwendet werden soll. Hierin wurden die Erkenntnisse aus dem abgeschlossenen Projekt des BDEW/VKU zur Netzkontenanalyse 2010 sowie weiteren Untersuchungen aus den Jahren 2011 und 2012 berücksichtigt. Zudem stellt der BDEW zusammen mit den MGV seit Okt. 2013 eine Excel-Datei zur Nachweispflicht bereit. Mit diesem Tool können Als-Ob Allokationen im einfachen Umfang durchgeführt und graphischen Auswertungen angefertigt werden. Der Netzbetreiber kann damit sehr schnell eine Einschätzung zur Passgenauigkeit seiner SLP-Profile erhalten.

Dieser Leitfaden tritt mit der Änderungsfassung der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30. Juni 2014 am

1. Oktober 2014 in Kraft. Die nachstehenden Regelungen sind von den Netzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) nach Maßgabe des § 3 der Kooperationsvereinbarung anzuwenden.

2 Grundlagen der Lastprofilanwendung

2.1 Anwendungsgrenzen für Standardlastprofile

Die bilanzkreiswirksame Abwicklung des Gastransportes von Ausspeisepunkten, die unterhalb der Grenzwerte für den Einbau einer stündlich registrierenden Lastgangmessung gemäß § 24 Absatz 1 und 2 GasNZV liegen, erfolgt mittels der Anwendung von Lastprofilen. Die Verordnung gibt in § 24 die Rahmenbedingungen für das Verfahren vor.

§ 24 Abs. 1 GasNZV

Verteilnetzbetreiber wenden für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 Kilowattstunden pro Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) an.

Bei der Änderung der Eingruppierung von Letztverbrauchern in eine der Gruppen sind längere Bezugszeiträume zu betrachten. Siehe hierzu Kapitel 3.6.7 Prüfung der Anwendungsgrenzen SLP-Verfahren.

§ 24 Abs. 2 GasNZV

Die Verteilnetzbetreiber können Lastprofile auch für Letztverbraucher mit höheren maximalen Ausspeiseleistungen oder höheren jährlichen Ausspeisungen als die in Absatz 1 genannten Grenzwerte festlegen. Darüber hinaus können die Verteilnetzbetreiber abweichend von Absatz 1 auch niedrigere Grenzwerte festlegen, wenn bei Berücksichtigung der in Absatz 1 genannten Grenzwerte ein funktionierender Netzbetrieb technisch nicht zu gewährleisten ist oder die Festlegung niedrigerer Grenzwerte im Einzelfall mit einem Transportkunden vereinbart ist. Höhere oder niedrigere Grenzwerte kann der Verteilnetzbetreiber auch lediglich für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern festlegen. Innerhalb einer solchen Lastprofilgruppe sind die Grenzwerte jedoch einheitlich auf alle Letztverbraucher anzuwenden. Legt der Verteilnetzbetreiber höhere oder niedrigere Grenzwerte fest, hat er dies der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

Diese Vorgabe eröffnet dem Netzbetreiber die Möglichkeit, die in § 24 Absatz 1 GasNZV genannten Grenzen für alle Standardlastprofilkunden oder für einzelne Gruppen in seinem Netzgebiet zu verändern. Eine Anhebung der Grenzen bedarf keiner weiteren Begründung, jedoch muss die Anwendung geänderter Grenzwerte gemäß § 40 GasNZV i.V.m. § 4 GasNZV im Internet veröffentlicht werden. Die Anhebung der Anwendungsgrenzen kommt nur für solche Kunden oder Kundengruppe in Betracht, deren Lastverhalten sich auch oberhalb der Grenzwerte sehr gut mit Standardlastprofilen abbilden lässt. Die Absenkung der Anwendungsgrenzen ist z.B. dann zu erwägen, wenn einzelne noch unter die Regelanwendungsgrenze fallende Letztverbraucher das Gesamtabnahmeverhalten im Netzgebiet stark beeinflussen.

Die generelle Festlegung höherer oder niedrigerer Grenzwerte und die Vereinbarung niedrigerer Grenzwerte im Einzelfall mit einem Transportkunden hat der Netzbetreiber der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

2.2 Zuordnung von Lastprofilen

§ 24 Abs. 3 GasNZV

Standardlastprofile müssen sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern orientieren, insbesondere von:

1. *Gewerbebetrieben,*
2. *Kochgaskunden,*
3. *Heizgaskunden.*

Bei der Entwicklung und Anwendung der Standardlastprofile haben Verteilnetzbetreiber darauf zu achten, dass der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert wird. Die Anwendung eines Standardlastprofils für Kochgaskunden hat ab dem 1. Oktober 2011 zu erfolgen.

Die Bestimmungen der GasNZV schreiben weder die Anzahl der zu verwendenden Standardlastprofil-Typen vor, noch welche Standardlastprofil-Typen zu verwenden sind. Es wird lediglich bestimmt, dass es mindestens drei Profile geben muss, die sich jeweils am Verhalten von Gewerbebetrieben, Kochgaskunden und Heizgaskunden orientieren (siehe § 24 Abs. 3 GasNZV).

Die Auswahl des Standardlastprofilverfahrens und der Standardlastprofile sowie die Zuordnung der Standardlastprofile zu den SLP-Ausspeisepunkten ist Aufgabe des ANB.

Dieser Leitfaden empfiehlt die Anwendung der TU München SLP, und ist gleichermaßen für andere Standardlastprofile und SLP-Verfahren anzuwenden.

Die TU München SLP beruhen auf ausgiebigen Untersuchungen von Einzelmessungen und wurden im Rahmen des Projektes Netzkontenanalyse 2010 im Teilnehmerkreis in einer netzgebietsbezogenen Kontrolle validiert.

Das Verbrauchsverhalten von Gewerbebetrieben wird in diesem Leitfaden durch die Gewerbeprofile G/H/D der Anlage 6 abgebildet.

Die ebenfalls in der Anlage 6 beschriebenen Haushaltsprofile Einfamilienhaushalt und Mehrfamilienhaushalt stehen für die Gruppe der Heizgaskunden. Für die Gruppe der Kochgaskunden wird ein Kochgaslastprofil angewendet, das ebenfalls der Gruppe der Haushaltsprofile zugeordnet ist.

Der Gasbedarf von Gewerbebetrieben und Heizgaskunden wird im Wesentlichen von der Art des Gebäudes bzw. der Art des Gewerbes, von der Art der Wärmeerzeugung, von der jeweiligen Baualtersklasse, von den klimatischen Bedingungen und vom individuellen Verbrauchsverhalten dominiert. Eine Ausnahme bildet das Kochgasprofil. Dieses Profil deckt den Kleingaskundenbereich bis zu einem Jahresverbrauch von ca. 1.000 kWh ab. In diese Gruppe der Kochgaskunden werden deshalb auch nur diese Letztverbraucher aufgenommen, die nachweislich kaum ein temperaturabhängiges Verhalten haben.

Der Bereich Haushalt kann mit zwei bzw. drei (HEF, HMF, HKO) und der Bereich Gewerbe mit elf Profilen abgebildet werden. Seit 2013 ist im Heizungsbereich bei den Haushaltsprofilen

zu den bisherigen Ausprägungen 03 und 04 auch das Profil in der Ausprägung 05 (hoher Heizgasanteil) veröffentlicht worden. Für diese Profilausprägung gibt es seit 01.04.2014 auch einheitliche EDI-Codierungen. Für den Bereich Haushalt stehen damit die Profilausprägung „mittlerer Heizgasanteil“, „erhöhter Heizgasanteil“ und „hoher Heizgasanteil“ zur Verfügung. Welche Profilausprägung der Netzbetreiber anwenden sollte, muss netzbezogen untersucht werden (siehe Kapitel 5).

Beim Projekt Netzkontenanalyse 2010 stellte sich für einen Großteil der mitwirkenden Netzbetreiber heraus, dass im Haushaltsbereich die temperaturabhängigeren SLP-Profile mit der Ausprägung 04 zur Abbildung der Restlast besser passen als die bisher verwendete Profilausprägung 03. Eine entsprechende netzbetreiberindividuelle Prüfung wird empfohlen.

In der BDEW-Umfrage zum SLP Verfahren vom Sommer 2012 wurde festgestellt, dass bisher die Verwendung der 04 Profile von den Netzbetreibern nur zögerlich umgesetzt wurde. Der sogenannte Sommer-Winter Effekt, d. h. zu wenig allokierte Gasmengen im Winter und als Gegeneffekt dazu zu hoch allokierte Gasmenge im Sommer waren auch im GWJ 2011/2012 noch deutlich zu erkennen.

- Als Gegenmaßnahme zum Sommer-Winter Effekts wurde beschlossen: alle Netzbetreiber, die eine Profilvergabe ohne weitere Prüfung der Ausprägung durchgeführt haben, sind spätestens seit dem 01.10.2013 verpflichtet, sämtliche SLP auf die 04 Ausprägung umgestellt zu haben. Die 04-SLP-Ausprägung ist damit seit dem 01.10.2013 die Standardausprägung. Zudem stehen die 05-Haushalts-Profile zur Verfügung.
- Eine Verwendung der 03- bzw. 05-Ausprägung bei den Haushaltsprofilen kann erfolgen, sofern diese Ausprägung besser auf die Netzspezifika eines Netzgebietes passt.
- Die Netzbetreiber, die das synthetische Lastprofilverfahren anwenden und nicht die Standardlastprofile mit der Ausprägung 04 verwenden, haben dem MGV auf Nachfrage in geeigneter Weise darzulegen, warum sie von der Verwendung des Regelprofils der Ausprägung „04“ abweichen, soweit eine signifikante Abweichung des monatlichen Netzkontos vorliegt. Für diese Darlegung kann das BDEW / MGV Nachweistool verwendet werden, das auf den jeweiligen Internet-Seiten veröffentlicht ist.

§ 24 Abs. 4 GasNZV

(4) Örtliche Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, für jeden Lastprofilkunden des Transportkunden eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen, die in der Regel auf dem Vorjahresverbrauch basiert. Die Prognose ist dem Transportkunden mitzuteilen. Dieser kann unplausiblen Prognosen widersprechen und dem örtlichen Verteilnetzbetreiber eine eigene Prognose unterbreiten. Kommt keine Einigung zustande, legt der örtliche Verteilnetzbetreiber die Prognose über den Jahresverbrauch fest. In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose vom Transportkunden und dem örtlichen Gasverteilnetzbetreiber gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.

Die Anforderungen zur Jahresverbrauchsprognose, die sich für Netzbetreiber und Lieferanten aus dem § 24 Abs. 4 GasNZV ergeben sowie der Zusammenhang mit dem Kundenwert und dessen Berechnung, werden insbesondere in dem seit 2014 neu mit aufgenommenen Kapitel

3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung beschrieben. Der Kundenwert, eine SLP-spezifische und temperaturbezogene Tagesverbrauchsprognose, stellt dabei für alle synthetischen SLP Verfahren den Systemparameter da, auf dem die Berechnungen für die bilanzierungsrelevanten Prognosemengen beruhen. Das genaue hierzu empfohlene Vorgehen, die regelmäßigen Aktualisierung der Werte durch den Netzbetreiber und der Zusammenhang mit der Jahresverbrauchsprognose werden in diesem Kapitel u.a. dargestellt. Zudem ist dem Transportkunden der Jahresverbrauch als Prognose des Netzbetreibers zu jeder SLP-Ausspeisestelle mitzuteilen.

3 Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren

In den nachfolgenden Abschnitten des Leitfadens werden das synthetische und analytische SLP-Verfahren nach TU München beschrieben. Netzbetreiber, die andere SLP-Verfahren anwenden, müssen sich auch an den beschriebenen Verfahrensschritten und Verfahrensparametern orientieren und die Qualitätsanforderungen dieses Leitfadens beachten.

3.1 Verfahren zur Zuordnung von Lastprofilen

Jedem Zählpunkt ohne Lastgangmessung ist diskriminierungsfrei ein bestimmter Lastprofil-Typ zuzuordnen. Grundsätzlich muss eine solche Zuordnung von jedem Netzbetreiber nach einer festgelegten und dokumentierten Vorgehensweise durchgeführt werden. Dabei ist dem Problem Rechnung zu tragen, dass über einzelne SLP-Ausspeisepunkte teilweise nur unzureichende Informationen für eine eindeutige Zuordnung vorliegen. Es empfiehlt sich die Zuordnung mit IT-technischer Unterstützung durchzuführen.

Kochgaskunden können per einfache Mengenselektion des jeweiligen Jahresverbrauchs identifiziert werden. Sollten bei dieser Mengenselektion auch Letztverbraucher in das Profil eingruppiert werden, die keine Kochgaskunden sind (z.B. Wohnungsleerstände), so wird dies nach dem nächsten Abrechnungszyklus und Kundenwertfortschreibung wieder korrigiert. Eine Eingruppierung in dieses Standardlastprofil bedeutet also nicht, dass hier automatisch ein erhöhter Konzessionsabgabesatz, gemäß §2 Ziff. 2 Abs. 2 a der Konzessionsabgabeverordnung, abzuführen ist.

In regelmäßigen Abständen sollte geprüft werden, ob die Eingruppierung von SLP-Ausspeisepunkten weiterhin richtig zugeordnet ist.

3.2 Initiale/wiederkehrende Aufgaben

Zunächst wird jedem SLP-Ausspeisepunkt ein Lastprofil vom ANB zugewiesen. Der SLP-Ausspeisepunkt ist einem vom Transportkunden benannten Bilanzkreis im Marktgebiet zuzuordnen. Zusätzlich wird der SLP-Ausspeisepunkt i.d.R. einmalig einer Temperaturmessstelle zugeordnet. Anschließend wird ausgehend vom letzten abgerechneten Verbrauchswert am SLP-Ausspeisepunkt, der Temperaturzeitreihe des zugehörigen Verbrauchszeitraums (mind. 300 Tage) und dem zugeordneten Lastprofil ein Kundenwert berechnet (siehe Anlage 1). Für die Anpassung und die Übermittlung bilanzierungsrelevanter Daten an die Transportkunden, insbesondere der Lastprofilzuordnung sowie des Kundenwertes, sind die Fristen aus der GeLi Gasbzw. des Lieferantenrahmenvertrages zu beachten.

3.3 Ablauf des SLP-Verfahrens

In Abbildung 1 sind die wichtigsten Verfahrensschritte im Rahmen des SLP-Verfahrens dargestellt.

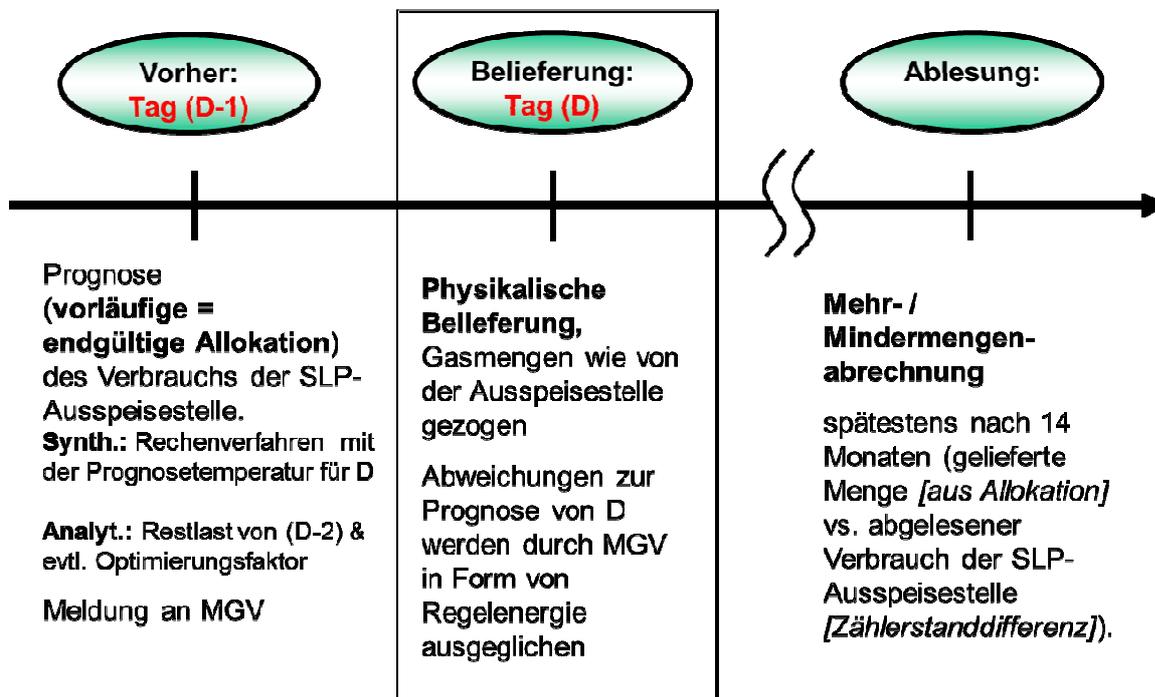


Abbildung 1 Zeitliche Abfolge der SLP-Bilanzierung

3.4 Datenbereitstellung durch den Ausspeisenetzbetreiber

ANB versenden die SLP-Allokationen am Tag vor der Lieferung an den MGV zur weiteren Verteilung an die BKV nach den Fristen der GABi Gas.

3.5 Temperatur

3.5.1 Festlegung einer Temperaturmessstelle

Die für die Berechnung der Allokationswerte relevante Temperatur basiert auf den Temperaturen der zugehörigen Wetterstation der entsprechenden SLP-Zählpunkte.

Um eine gute Allokationsgüte zu erhalten, sollten regionale Temperaturunterschiede bei der Wahl der Wetterstationen angemessen durch die Netzbetreiber berücksichtigt werden.

Die anzuwendende Temperaturmessstelle wird vom Netzbetreiber für die SLP-Zählpunkte des Netzgebietes festgelegt und wird für die Berechnung der Allokation vorgegeben. Bei nicht zu großräumigen Netzgebieten sollte im Regelfall ein Temperaturmessstelle für das gesamte Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers ausreichend sein.

Für die Temperaturmessstelle sollten vergangenheitsbezogene Messdaten vorliegen (mindestens für zwei zurückliegende Jahre), um Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten im Zusammenhang mit dem vom Netzbetreiber zugeordneten Lastprofil zu erhalten. Damit ist eine eventuell notwendige Überprüfung der Lastprofilzuordnung möglich.

Die Auswahl der Temperaturmessstelle sollte sich im Wesentlichen an drei Kriterien orientieren:

- a) Die Temperaturmessstelle muss repräsentativ für das Netzgebiet sein. Der Netzbetreiber sollte dabei so wenige Temperaturmessstellen wie möglich, aber so viele wie nötig verwenden.
- b) Der Netzbetreiber sollte nur Klimadaten (z. B. Temperaturen) verwenden, die von einer Temperaturmessstelle eines anerkannten Wetterdienstleisters erhoben werden und für die darüber hinaus eine Temperaturprognose verfügbar ist. Die Daten, die durch diese Temperaturmessstelle ermittelt werden, müssen auch für Dritte zugänglich sein. Die Bedeutung der Prognosetemperatur im Zuge der Anwendung des Lastprofilverfahrens wird in diesem Leitfaden in Kapitel 5.1.3 näher erläutert. Die Prognosetemperatur ist für die Allokation der Standardlastprofile im Falle des synthetischen Verfahrens am Vortag zu Grunde zu legen. Eigene Temperaturmessstellen des Netzbetreibers scheiden als Temperaturmessstelle in der Regel aus, da für diese Temperaturmessstellen oftmals keine Prognosewerte existieren.

Bevor neue Temperaturmessstellen zur Berechnung der SLP-Allokationsmengen verwendet werden, sind die Auswirkungen der neuen Temperaturmessstellen in einer „Als-Ob“-Allokation mit Vergangenheitswerten von einem Jahr zu untersuchen.

Auf Basis der weiteren Temperaturmessstellen sind bei der „Als-Ob“-Allokation die Kundenwerte aller SLP-Zählpunkte neu zu berechnen.

Die genaue Herangehensweise bei der Auswahl von weiteren Temperaturmessstellen können der Checkliste mit Fragen zur Überprüfung der SLP-Allokationsgüte entnommen werden.

Einzelheiten hierzu sind individuell durch den Netzbetreiber festzulegen und in geeigneter Form zu dokumentieren.

3.5.2 Anzusetzende Temperatur

Als Temperatur wird üblicherweise der Tagesmittelwert, gemessen in einer Höhe von zwei Metern über dem Boden, angegeben. Die Lastprofile der TU München wurden mittels einer geometrischen Reihe mehrerer Tagesmittelwerte ermittelt. Diese Vorgehensweise stellt die Berücksichtigung der Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden sicher. Dabei wird die Temperatur, die in die Lastprofilfunktionen eingesetzt wird, als geometrische Reihe gemäß nachstehender Formel aus vier Temperaturen gebildet.

$$T = \frac{T_t + 0,5 \cdot T_{t-1} + 0,25 \cdot T_{t-2} + 0,125 \cdot T_{t-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

- mit: T_t = Temperatur für Betrachtungstag (D)
 T_{t-1} = Temperatur des Vortages (D-1)
 T_{t-2} = Temperatur des Vor-Vortages (D-2)
 T_{t-3} = Temperatur des Vor-Vor-Vortages (D-3)

Die Verwendung der geometrischen Reihe bei der Berechnung der Allokationswerte hat den Vorteil, dass bei der Berechnung des relevanten Temperaturwertes für den Liefertag bereits zwei Ist-Temperaturwerte (D-2 und D-3) berücksichtigt werden. Dadurch kann die Prognosegüte des Temperaturwertes erhöht und damit die Mengendifferenzen, die sich durch Abweichungen von der Temperaturprognose ergeben, reduziert werden. Daher wird die Verwendung der geometrischen Reihe als Prognosetemperatur bei der Allokation empfohlen.

Die Verwendung der geometrischen Reihe verbessert die Allokationsgüte und trägt zur Reduzierung des Regelenergiebedarfs im Marktgebiet bei und unterstützt damit die in der GABi Gas formulierten Ziele.

3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung

3.6.1 Grundlagen Kundenwert

Der Kundenwert ist ein Skalierungsfaktor, der das Normverhalten des Standardlastprofils an das individuelle Verbrauchsverhalten des einzelnen SLP-Ausspeisepunktes anpasst. Die Sigmoid-Funktion der Standardlastprofile liefert hierzu einen tagesbezogenen normierten h-Wert (Erläuterung zur Berechnung der h-Werte siehe Kapitel 4.1.2) je Lastprofilgruppe in Abhängigkeit der Temperatur und des Wochentags. Um das Verbrauchsverhalten eines einzelnen SLP-Ausspeisepunktes berechnen zu können, wird sein gemessener Verbrauch durch die Summe der h-Werte in seinem Verbrauchszeitraum dividiert.

Verantwortlichkeit für die Kundenwertberechnung

§ 24 Abs. 4 GasNZV verpflichtet **Netzbetreiber** Jahresverbrauchsprognosen zu berechnen und diese dem Transportkunden mitzuteilen. Im Rahmen der Bilanzierung ist der Kundenwert, der eine temperaturbezogene Tagesverbrauchsprognose darstellt, der relevante Systemparameter. Auch diesen Wert legt i.d.R. der Netzbetreiber fest.

Hierzu wird im Lieferantenrahmenvertrag § 5 Ziffer 2 Anlage 3 KoV ausgeführt:

Der Netzbetreiber ordnet jedem SLP-Ausspeisepunkt gemäß Anlage 4 das entsprechende Standardlastprofil zu. Der Netzbetreiber legt für jeden SLP-Ausspeisepunkt einen Kundenwert, der Grundlage für die Bilanzierung ist, fest und erstellt daraus eine Prognose über den Jahresverbrauch. Verwendet der Netzbetreiber entgegen Satz 2 keine Kundenwerte, sind andere zur Ausrollung der Lastprofile notwendige Informationen bzw. Profilmengen für ein Jahr dem Transportkunden zur Verfügung zu stellen. Die Jahresverbrauchsprognose und falls verwendet der Kundenwert werden dem Transportkunden bei der Bestätigung zur Anmeldung der Netznutzung mitgeteilt. Aktualisierungen werden jeweils nach der jährlichen Turnusabrechnung durchgeführt, die nach Vorgabe des Netzbetreibers erfolgt. Anpassungen werden dem Transportkunden gemäß GeLi Gas vom Netzbetreiber mitgeteilt. Der Transportkunde kann unplausiblen Lastprofilzuordnungen, unplausiblen Kundenwerten und unplausiblen Jahresverbrauchsprognosen widersprechen und dem Netzbetreiber eine andere Lastprofilzuordnung, einen eigenen Kundenwert und eine eigene Jahresverbrauchsprognose unterbreiten. Kommt keine Einigung zustande, legt der Netzbetreiber die Lastprofilzuordnung,

den Kundenwert und die Jahresverbrauchsprognose endgültig fest. In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose, der Kundenwert sowie die Zuordnung des entsprechenden Standardlastprofils vom Transportkunden und dem Netzbetreiber gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.

Bei der Berechnung der Kundenwerte hat der Netzbetreiber für alle Zählpunkte einheitlich vorzugehen. Unterschiedliche Behandlungen von Lieferanten/Transportkunden sind nicht zulässig.

Datengrundlage für die Berechnung des Kundenwertes

Folgende Daten fließen in die Kundenwertberechnung ein:

- Ist-Temperaturen bzw. daraus berechnete Mehrtagestemperaturen (geometrische Reihe auf Basis von Ist-Temperaturen).
- Abrechnungsrelevante, abgelesene (nicht geschätzte) Zählerstände des Kunden aus dem aktuellen Abrechnungszeitraum.¹ Liegen keine neuen Zählerstände vor, sollte der bisherige Kundenwert unverändert bleiben
- Ggf. ergänzend zurückliegende, abrechnungsrelevante, abgelesene Zählerstände der Anlage (wenn letzter Abrechnungszeitraum Mindestkriterien für den Betrachtungszeitraum nicht erfüllt).
- Die für den kommenden Belieferungszeitraum relevante Lastprofil-Zuordnung mit der entsprechenden Lastprofil-Funktion.

Ausgangspunkt für die Berechnung eines Kundenwertes ist die an der Verbrauchsstelle entnommene Energiemenge, die durch Ablesung zwischen zwei Zeitpunkten (T_1 Anfangsstand, T_2 Endstand) an einem Zähler bzw. Zählpunkt als Differenz ($Z_2 - Z_1$) ermittelt wird. Zur Umrechnung der Betriebskubikmeter am Zähler werden die Z-Zahl und der Brennwert gemäß DVGW Arbeitsblatt G685 herangezogen.

Bei der Übernahme der Werte in das Abrechnungssystem sollte eine Prüfung der Zählerstände erfolgen. Hierbei sind auch Zählerüberläufe zu prüfen und Zählerwechsel zu berücksichtigen. Nicht plausible Zählerstände sind dabei zurückzuweisen und eine Kontrollablesung ist anzustoßen.

Qualitätskontrolle vor Kundenwertberechnung: Zählerstandprüfung durchführen!

Für die Kundenwertberechnung müssen im Weiteren zu dem Verbrauchszeitraum für jeden Tag die aus dem Lastprofilverfahren berechneten h-Werte (= ausgerolltes Standardlastprofil) basierend auf der Temperatur der zugeordneten Temperaturmessstelle vorliegen.

¹ Fallen Abrechnungs- und Ablesezeitraum nur um wenige Tage auseinander, so kann auch der abgerechnete Periodenverbrauch selbst herangezogen werden.

Temperaturzeitreihe

Die Berechnung der h-Werte für die Kundenwertberechnung sollte analog zur Berechnung der h-Werte für die tägliche Allokation erfolgen.

Das heißt, wird im Allokationsprozess die geometrische Reihe zur Ermittlung des Temperaturwerts verwendet, sollten auch die Kundenwerte auf Basis der geometrischen Reihe der Ist-Temperaturen berechnet werden. Bei der Verwendung der Eintagesmitteltemperatur sollte diese ebenfalls analog in beiden Prozessen angewandt werden.

Die genaue Vorgehensweise zur Kundenwertberechnung ist in der Anlage 1 'Ermittlung des Kundenwertes für Heizgaskunden, Gewerbekunden und Kochgaskunden' ausgeführt.

Empfehlungen für den Zeitraum der Kundenwertberechnung

§ 24 Abs. 4 GasNZV verpflichtet Verteilnetzbetreiber für jeden Lastprofilkunden des Transportkunden eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen, die in der Regel auf dem **Vorjahresverbrauch** basiert.

Mindestkriterien für den Betrachtungszeitraum:

Eine Kundenwertberechnung sollte aus energiewirtschaftlicher Sicht bei dem hier betrachteten SLP-Verfahren nur dann erfolgen, wenn der für die Berechnung herangezogene Betrachtungszeitraum eine Mindestanzahl an Tagen umfasst.

Dabei sollte ein möglichst großer Anteil der Tage des Betrachtungszeitraums in der Heizperiode (Winterhalbjahr) liegen. Der Betrachtungszeitraum sollte daher i.d.R. größer 300 Tage sein. Bei Kundenwertberechnungen auf Basis der jährlichen Turnusablesung ist dies überwiegend gegeben.

Betrachtungszeitraum > 300 Tage

Um die Kundenwerte möglichst zeitnah aktuell zu halten, kann es sich als vorteilhaft erweisen, ergänzende Regeln für die Bestimmung von Mindestzeiträumen festzulegen. Werden kürzere Betrachtungszeiträume für die Kundenwertfortschreibung zugrunde gelegt, sollten diese das Verbrauchsverhalten der Kunden hinreichend repräsentieren. Dies kann bereits auch bei weniger als 300 Tagen der Fall sein, wenn hierbei ein Großteil des Winterhalbjahres umfasst ist.

Darüber hinaus kann auch die Festlegung einer Mindestsumme an Gradtagzahlen für den herangezogenen Zeitraum einen hinreichenden Ansatz darstellen, sofern hierdurch ein Großteil des gesamten Heizwärmebedarfs repräsentiert wird.

Empfohlenes Vorgehen bei Unterschreitung des Mindestablesezeitraums

Auch bei einer Unterschreitung des Abrechnungszeitraums für die Kundenwertberechnung sollte eine Neuberechnung und Aktualisierung des Kundenwertes erfolgen. Hierzu wird empfohlen, angrenzende, ältere Zeitscheiben mit Verbrauchsdaten zur aktuell abgerechneten Zeitscheibe hinzuzunehmen, bis die definierten Mindestkriterien für den Betrachtungszeitraum (z. B. 300 Tage) erreicht werden.

Sollte eine Anlage über mehrere Jahre nicht abgelesen worden sein, können auch längere Zeiträume für die Kundenwertberechnung herangezogen werden. Die Qualität von Kundenwerten über sehr lange Zeiträume ist allerdings zu hinterfragen, insbesondere wenn zu vermuten ist, dass bewohnte Zeiträume und Leerstände zu diesen langen Ablesezeiträumen geführt haben. Kundenwertberechnungen sollten daher keine Zeiträume größer 2 Jahre umfassen.

3.6.2 Auslöser für die Kundenwertberechnung / Kundenwertänderung

Der Netzbetreiber hat insbesondere bei folgenden Ereignissen eine Kundenwertberechnung durchzuführen:

a. Netza abrechnung mit Vorliegen eines Zählerablesewertes

- nach einer jährlichen Turnusabrechnung
- nach einer End- / Schlussabrechnung im Rahmen eines Ein-/Auszugs
- nach einer Schlussabrechnung im Rahmen des Lieferantenwechsels

Basisregel: Zeitnahe Anpassung der Kundenwerte nach einer Abrechnung !

Der Kundenwert sollte nach jeder Abrechnung unverzüglich angepasst werden. So werden Änderungen im Verbrauchsverhalten der Kunden zeitnah und zählpunktscharf in der Allokation berücksichtigt.

Ggf. kann hier eine Karenzzeit für Rechnungsstorno aufgrund von falsch übermittelten Zählerständen oder sonstigen Fehlern berücksichtigt werden. Die Mitteilung des neuen Kunden-

wertes erfolgt im Rahmen der Prozesse zur Stammdatenänderung unter Berücksichtigung der Fristen der GeLi Gas.

Mit der Neuberechnung und Änderung des Kundenwertes bzw. der Jahresverbrauchsprognose kommt es in der Regel zur Anpassung des Abschlagsplans für die Netznutzung. Die Anpassung des Abschlagsplans ist dabei allerdings terminlich nicht an das Wirksamwerden des geänderten Kundenwertes gekoppelt.

b. Änderungen im SLP-Verfahren

- bei Umstellung des zugeordneten Profils (Lastprofilwechsel am Zählpunkt)
- Anpassung Profilausprägung (z. B.: 03er Profil auf 04er Profil)
- bei Neuordnung einer Temperaturmessstelle
z. B. Einführung einer neuen Temperaturmessstelle oder
Wechsel einer Ausspeisestelle zu einer anderen Temperaturmessstelle

Die Anwendung des neuen Kundenwertes muss zum Umstellzeitpunkt im SLP Verfahren erfolgen. Die Neuberechnung der jeweiligen Kundenwerte ist dabei basierend auf Vergangenheitswerten mit den neuen SLP-Profilen bzw. einer geänderten Temperaturmessstelle durchzuführen.

Folgende Abbildung 2 veranschaulicht die Vorgehensweise der Kundenwertfortschreibung bei einer Umstellung im SLP-Verfahren. In der Vergangenheit wurde der Zählpunkt für die bilanzierungsrelevanten Daten mit der Profilausprägung 03 (z.B. D13) berechnet. Es soll zum Umstellungszeitpunkt auf die Profilausprägung 04 (z.B. D14) umgestellt werden. Hierzu müssen im Rahmen der Neuberechnung der Kundenwerte für den Zeitraum vor der Umstellung die h-Werte mit der neuen Profilausprägung 04 berechnet und für die Kundenwertberechnung zugrunde gelegt werden.

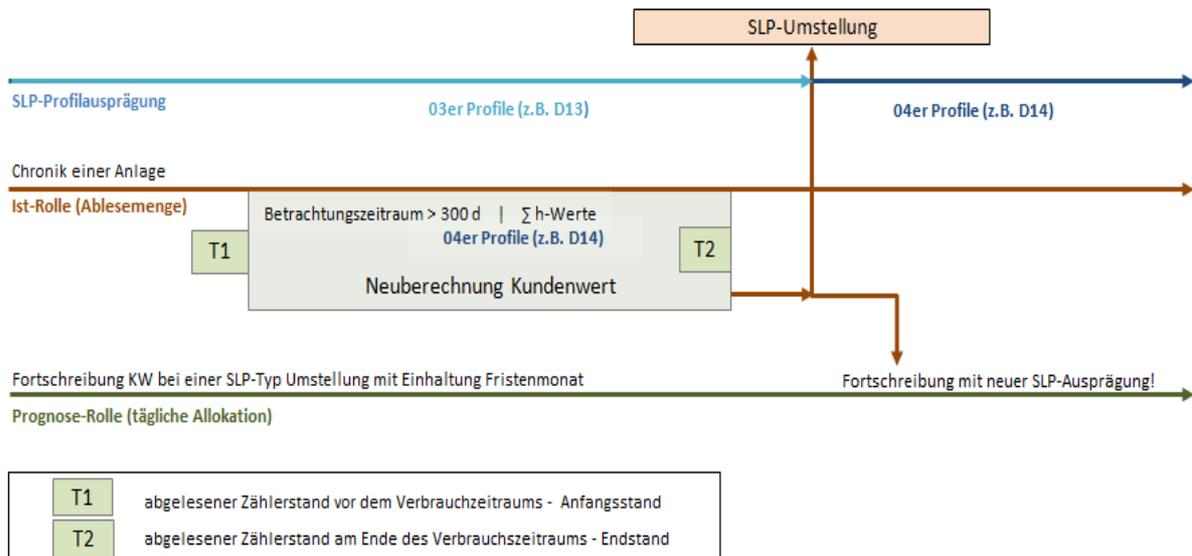


Abbildung 2 Kundenwertberechnung für eine SLP-Umstellung (vor der Umstellung)

Die Mitteilung der Änderung im SLP-Verfahren sowie des neuen Kundenwerts erfolgt im Vorfeld der Umstellung im Rahmen der Stammdatenänderung unter Berücksichtigung der Fristen der GeLi Gas. Zudem sind Anpassung im Lieferantenrahmenvertrag und ggf. auch auf der Internetseite des NB zum Verfahren vorzunehmen, sofern die Profilausprägungen oder die Temperaturmessstellen geändert werden.

Im weiteren Verlauf ist im Rahmen der fortlaufenden Kundenwertaktualisierung nach dem Umstellzeitpunkt auch auf den Zugriff auf die neue Berechnungsgrundlage bei den h-Werten (z. B. SLP-Typ für den kommenden Belieferungszeitraum) zu achten; siehe nachfolgende Abbildung 3. Also auch nach einer Umstellung bei SLP-Profilen ist im Rahmen von Kundenwertaktualisierungen immer alleinig der SLP-Typ für den kommenden Belieferungszeitraum relevant und nur dieser für die Vergangenheitswerte zur Kundenwertberechnung heranzuziehen.

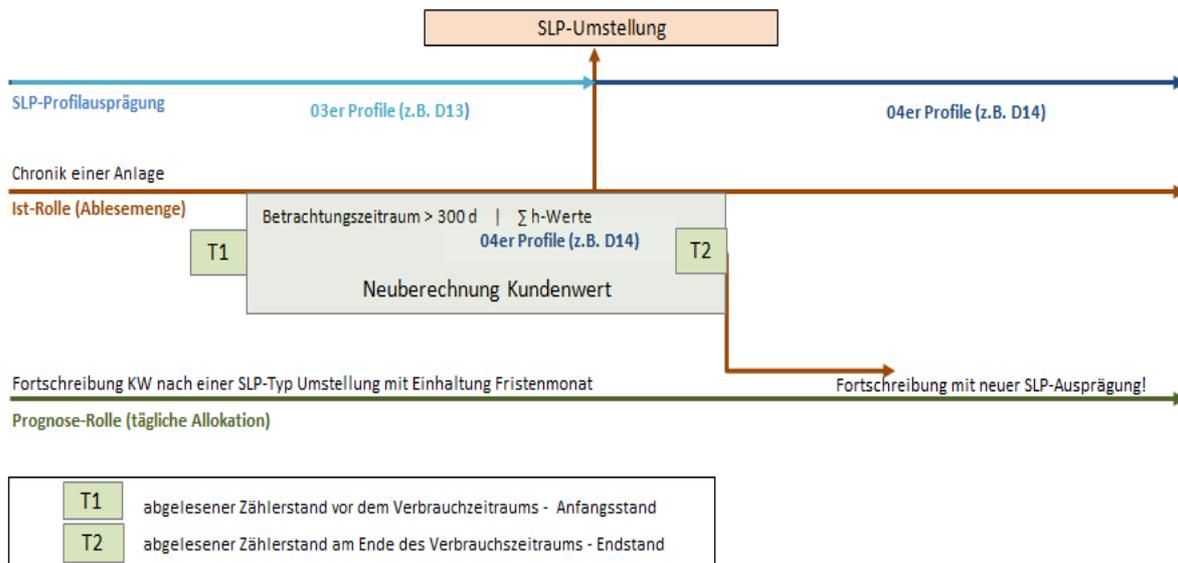


Abbildung 3 Kundenwertberechnung nach einer SLP-Umstellung

c. Neue SLP-Zählpunkte

- Neuanlagen (siehe hierzu auch ‚Festlegung des Kundenwertes bei Neuanlagen‘).
- Zählverfahrenswechsel (Umstellung RLM → SLP) .

Der herangezogene Kundenwert muss zum Bilanzierungsbeginn vorliegen, d. h. in der Regel mit der Inbetriebnahme bzw. dem Wechselzeitpunkt muss der Kundenwert feststehen und dem Transportkunden bekannt gegeben sein.

d. Anforderung des Netznutzers (§ 24 Abs. 4 Satz 2 u. 3 GasNZV)

- auf Anforderung des Lieferanten, wenn plausibel.

Der Netzbetreiber ist der Datenverantwortliche für den Kundenwert und verantwortet die Qualität der Bilanzierung.

Dem Lieferanten steht es frei im Rahmen des Stammdatenaustausches dem Netzbetreiber Kundenwerte vorzuschlagen. Der Netzbetreiber prüft von Lieferanten vorgeschlagene Kundenwerte. Hierbei sind aus der Vergangenheit berechnete Kundenwerte vorzuziehen. Sofern

der Vorschlag des Lieferanten für den Netzbetreiber plausibel ist, kann er diesen als neuen Kundenwert übernehmen.

Die Anpassungen sollten durch einen Sachbearbeiter entschieden werden, sich auf Ausnahmen beschränken und sollten nicht im Massenprozess abgewickelt bzw. freigegeben werden (d. h. elektronische Stammdatenänderungsanfrage des Lieferanten). Die Einführung einer „Bagatellgrenze“ zur automatischen Freigabe bei Änderungsanforderungen kleiner als Bagatellgrenze, kann zu einer Verringerung der Allokationsgüte führen.

Tools zur Abschätzung des Verbrauchs

Im Internet gibt es etliche Tools zur Abschätzung des Energieverbrauchs, die aufgrund der dort verwendeten Eingabeparameter den voraussichtlichen Energiebedarf auf den Einzelfall bezogen nicht hinreichend abschätzen. Eine Verwendung oder Berücksichtigung von Jahresverbrauchsprognosen aus solchen Tools wird daher nicht empfohlen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Verbrauchswerte aus der Vergangenheit der Abnahmestelle beim Netzbetreiber vorliegen.

e. Anforderung des Letztverbrauchers

Treten Letztverbraucher, die kein Transportkunde sind, an den Netzbetreiber mit der Bitte den Kundewert für seine Anlage / Zählpunkt zu ändern heran, verweisen Netzbetreiber darauf, dass Änderungen zum Kundenwert / Jahresverbrauchsprognose ausschließlich über den Transportkunden an den Netzbetreiber zu melden sind (siehe Kapitel 3.6.2. d. Anforderung des Netznutzers (§ 24 Abs. 4 Satz 2 u. 3 GasNZV)). Dies gilt auch, wenn Letztverbraucher hierfür durchaus relevante Punkte wie z.B. die Sanierung eines Hauses oder Änderung in der Anzahl der Bewohner eines Objektes vortragen.

Netzbetreiber sind gemäß den Verordnungen zu einer effizienten, elektronischen Abwicklung der Massengeschäftsdaten angehalten. Über den Prozess Stammdatenänderung hat der Lieferant die entsprechende Möglichkeit Änderungen in den Stammdaten, wie dem Kundenwert oder der Jahresverbrauchsprognose, auf elektronischen Weg zu melden.

Wichtiger Hinweis:

Änderungen an den Kundenwerten dürfen **nicht** vorgenommen werden, um damit aufgrund von Abweichungen im Netzkonto, die Allokationstageswert $Q_{T_{a0}}$ kurzfristig zu beeinflussen. Ein Hochsetzen oder Runtersetzen darf also insbesondere nicht dafür genutzt werden, um die Grenzen der Netzkontenabrechnung zu umgehen oder aus anderen Gründen in den Allokationsprozess einzugreifen.

3.6.3 Zusammenhang Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose

In § 24 Abs. 4 GasNZV ist die Jahresverbrauchsprognose genannt, die dem Transportkunden als gesonderten Wert mitzuteilen ist. Das von der TU München entwickelte Lastprofilverfahren beruht auf einem Kundenwert als Basiswert für die Bilanzierung, der einen durchschnittlichen Verbrauch des betrachteten Anschlussobjektes bei der Temperatur von ca. 8°C darstellt. Verbräuche an Tagen mit wärmerer Temperatur bzw. mit kälterer Temperatur werden über die temperaturabhängigen h-Werte aus dem SLP-Verfahren hierzu skaliert.

Kundenwert (KW) = durchschnittlicher Tagesverbrauch bei einer Temperatur von ca. 8°C
(spezifisch für SLP-Typ und temperaturmessstations-/klimagebietsspezifisch)

Die Jahresverbrauchsprognose ergibt sich durch Multiplikation des Kundenwertes mit den h-Werten des zugrunde gelegten Normaljahres (z. B. Mehrjahresmittel) oder Planjahres.

Jahresverbrauchsprognose (JVP) = durchschnittlicher Anlagenverbrauch in einem Normaljahr
(objektspezifisch, bzw. SLP-Typ unabhängig)

Die Jahresverbrauchsprognose wird dabei immer auf 365 Tage bezogen.

Beispiel

$$JVP = M_{SLP} \cdot KW \quad [\text{in kWh/Jahr}]$$

Den Multiplikator M_{SLP} für die Umrechnung des Kundenwertes (KW) in die zugehörige Jahresverbrauchsprognose (JVP) erhält man beispielsweise über die Summation von 365 klimatypischen h-Werten für den Standort einer Anlage bzw. eines Zählpunktes. Dabei kann als

Normaljahr ein Mehrjahresmittel (z. B. über 3 - 10 Jahre) oder die Werte eines Planjahres zugrunde gelegt werden.

$$JVP = \sum_{i=1}^{365} h_{SLP}(\vartheta_i) \cdot KW \quad [\text{in kWh/Jahr}]$$

Diese Summe der Jahres h-Werte je SLP-Typ und zugeordneter Temperaturmesstelle ist dann ein fester Wert und kann auf alle Zählpunkte mit diesen Eigenschaften einheitlich angewandt werden. Die Multiplikatoren M_{SLP} sind **feste Werte**, zumindest solange von einem unveränderten Klima in der Region ausgegangen wird.

z. B. $KW = 60,3423 \text{ kWh}$

$$\text{für HEF04: } \sum_{i=1}^{365} h_{SLP}(\vartheta_i) = 362,4567$$

$$JVP = 362,4567 \cdot 60,3423 \text{ kWh} = 21.871 \text{ kWh}$$

3.6.4 Erläuterungen zur Kundenwertfortschreibung

Lieferantenwechsel

Der Prozess Lieferantenwechsel führt i. d. R. zu einer Schlussabrechnung auf Basis eines Ablesewertes. Erstmals wird auch nach dem Lieferantenwechsel der bisherige Kundenwert übernommen und stellt die Basis für die Bilanzierung dar. Liegt nach dem Lieferantenwechsel dann ein Ablesewert vor, erfolgt eine Neuberechnung unter Beachtung der Mindestkriterien für den Betrachtungszeitraum des Kundenwertes im System. Dieser neue Wert wird dann im Rahmen der Stammdatenänderung gemäß GeLi Gas an den neuen Lieferanten kommuniziert.

Die Vorgehensweise bei der Übernahme und anschließenden Neuberechnung des Kundenwertes bei einem Lieferantenwechsel hat für alle Lieferanten einheitlich zu erfolgen.

Dies gilt auch für den Wechsel in die bzw. aus der Grund- / Ersatzversorgung.

Kundenwertaktualisierung im Batch-Verfahren

Wie oben ausgeführt, wird empfohlen eine Kundenwertfortschreibung kontinuierlich im System vorzunehmen. Damit ist sichergestellt, dass neue Erkenntnisse zeitnah in der Bilanzierung Berücksichtigung finden.

Führt der Netzbetreiber z. B. eine Stichtagsabrechnung durch und liest in Folge dessen auch die überwiegende Anzahl der Kunden Stichtags nah ab, kann es aus Gründen der Qualitätssicherung vorteilhaft sein, die Kundenwerte in einem Batchlauf (=Stapelverarbeitung, hier Einspielung neuer Kundenwerte in einem Aktualisierungslauf) zu aktualisieren. Dieses Verfahren ermöglicht insbesondere eine Qualitätssicherung durch den Vergleich von alten mit

neuen Kundenwertsummen, gemäß Empfehlung in Kap. 5.2 ‚Kontrolle der Summen Kundenwerte‘.

Kundenwertaktualisierung aus Schätzungen und abgegrenzten Werten

Im Rahmen der Jahresablesung bleibt üblicherweise eine nicht unerhebliche Anzahl von Kunden übrig, für die (trotz mehrfacher Versuche) keine neuen Ablesewerte vorliegen. Für diese Kunden wird zur Abrechnung eine Schätzung des Verbrauches vorgenommen. Diese Schätzungen sollten **nicht** für Kundenwertberechnungen herangezogen werden. Sonst besteht eine hohe Gefahr, dass sich systematische Fehler bei den Kundenwerten einschleichen.

Von der Verwendung von abgegrenzten Werten zur Kundenwertberechnung wird ebenfalls abgeraten, wenn die Abgrenzung einen Zeitraum von mehr als wenigen Tagen überschreitet. (siehe 3.6.1)

Pauschale Kundenwertfortschreibungen

Es ist davon auszugehen, dass aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen, Wärmedämmung und einer Entwicklung des Gebäudebestandes hin zu Niedrigenergiehäusern, mit einem kontinuierlichen Rückgang der spezifischen Kundenwerte gerechnet werden muss. Da die Wirksamkeit dieses Rückgangs aber für den Netzbetreiber nicht objektspezifisch erfassbar ist und zudem der Rückgang i. d. R. unter 1 % der SLP-Gesamtmenge pro Jahr liegen dürfte, wird empfohlen hierfür **keinen** Reduktionsfaktor anzusetzen. Es wird für ausreichend erachtet, in bestehenden Verfahren mit einer zeitnahen Aktualisierung der Kundenwerte, diese Veränderung einfließen zu lassen.

Pauschale Kundenwertfortschreibungen (Auf- oder Abschläge) sollten nicht erfolgen.

3.6.5 Ableseverfahren und Kundenwertfortschreibung

Ablesewerte von Zählern fließen über verschiedene Prozesse in das Abrechnungssystem ein. In der Regel werden Ablesungen vom Netzbetreiber initiiert, aber auch Vertriebe lassen sich Zählerstände vom Kunden übermitteln.

Übliche Vorgehensweisen hierbei sind:

- Ablesekarte zur Selbstablesung
- telefonische oder textliche Mitteilung
- Selbstablesung mit Onlineübermittlung
- Vor-Ort Ablesung

Obwohl sich unterschiedliche Qualitäten der Zählerstände je nach Ablesevariante ergeben, wird hinsichtlich des Folgeprozesses Kundenwertberechnung keine weitere Unterscheidung vorgenommen.

3.6.6 Storno einer Abrechnung / Korrektur Kundenwerte

Wenn eine Netza abrechnung und/ oder eine Lieferabrechnung auf Grund eines falschen Ablesewertes z. B. vom Kunden zurückgewiesen und dann korrigiert wird, muss auch ein hieraus abgeleiteter Kundenwert neu berechnet werden. Das System muss dabei sicherstellen, dass nicht nur die Netznutzungsabrechnung korrigiert wird, sondern auch der Kundenwert neu berechnet und im System übernommen sowie den Transportkunden kommuniziert wird.

Für den Zeitraum bis zur Korrektur des Kundenwertes wird der voraussichtlich fehlerhafte Kundenwert weiter verwendet. Der Netzbetreiber arbeitet im Rahmen der Allokation nur in die Zukunft.

Resultieren im Rahmen der Kundenwertfortschreibung erhebliche Fehler in der Größenordnung des Kundenwertes, ist ein zeitnahes Eingreifen in das Bilanzierungssystem zulässig. Zudem können über die Clearingprozesse erhebliche Abweichungen auch noch nachträglich korrigiert werden. In diesem Fall muss der Netzbetreiber mit dem betroffenen BKV Kontakt aufnehmen, damit der BKV den notwendigen Clearing-Prozess gemäß BKM-Leitfaden anstößt.

3.6.7 Prüfungen im Rahmen der Kundenwertermittlung

Bagatellgrenze

Unter der **Bagatellgrenze** versteht man, dass ein neuer Kundenwert berechnet, die Kundenwertaktualisierung aber wegen Geringfügigkeit der Änderung unterdrückt wird. In der Praxis wird dies zum Teil angewandt wenn:

- die relative Wertänderung gering ist, z. B. $< 0,5 \%$
- die erwartete absolute Mengenänderung gering ist, z. B. $< 0,01 \text{ kWh}$

Die durch eine Bagatellgrenze erzielbaren Prozessvereinfachungen im Massengeschäft werden für die Mehrheit der Netzbetreiber als eher gering eingeschätzt.

Bei der Verwendung einer zu hoch angesetzten Bagatellgrenze oberhalb der Genauigkeit beim Kundenwert werden schleichende Veränderungen im Netzgebiet, z. B. eine fortschreitende Energieeinsparung im Gebäudebestand, ggf. nicht hinreichend nachgebildet, sofern die Abweichung fortlaufend gegen den letzten berechneten Wert geprüft wird.

Insgesamt wird in der Anwendung einer Bagatellgrenze kein Vorteil gesehen. Vielmehr ist auch bei minimalen Änderungen im Kundenwert gegenüber dem Transportkunden dokumentiert, dass eine Neuberechnung des Kundenwertes stattgefunden hat.

Nullwerte beim Kundenwert

Treten Nullwerte als Verbrauchsmenge auf, ergibt sich daraus ein Kundenwert von Null.

Der Kundenwert sollte aber bei aktiven Anlagen grundsätzlich immer größer Null sein. Daher wird empfohlen, für diese Abnahmestellen den kleinstmöglichen Kundenwert (z.B. KW = 0,0001 kWh) einzutragen.

Für Kundenwerte gilt: $KW > 0 \text{ kWh}$
--

Trotz Leerstand sollte bei aktiven Anlagen niemals ein Null-Verbrauch eingetragen werden.

Andererseits ist ein Kundenwert von 1 (KW = 1,0000 kWh) als Platzhalter oder Default-Wert nicht geeignet, da auch bei diesem kleinen Kundenwert eine Restmenge von ca. 350 kWh bzw. ca. 35 m³ im Jahr allokiert wird.

Anpassungen der Kundenwerte bei Leerstand

Netzbetreibern wird generell empfohlen, Änderungen im Verbrauchsverhalten nicht vorausschauend vorzunehmen, sondern erst mit dem Vorliegen von jeweils neuen Verbrauchswerten einen geänderten Kundenwert zu berechnen und anzuwenden. Unter normalen Bedingungen, d. h. bei einem sich im Laufe der Zeit nur geringfügig ändernden Verbrauchsverhalten, wird dieses Vorgehen als ausreichend erachtet.

Leerstände und Einzüge nach Leerständen stellen ein abrupte Änderungen im Verbrauchsverhalten einer Ausspeisestelle dar. Diese Änderungen sollten daher grundlegend zählpunktscharf nachvollzogen werden.

Grundsätzlich sind zwei Vorgehensweisen zur Leerstandbehandlung möglich. Es ist bei beiden Varianten wichtig, dass ein durchgängiges Vorgehen bei der Berechnung der Kundenwerte und bei der Berechnung der SLP-Allokation erfolgt.

A) Als Standardvariante wird die Variante definiert, die keine Berücksichtigung von Leerständen vorsieht. Es wird auch bei Leerständen eine durchgängige ex-post Kundenwertbestimmung über den empfohlenen Zeitraum von mind. 300 Tagen vorgenommen. Unter der Annahme eines gleichmäßig und statistisch verteilten Leerstandsauftommens, verteilen sich die wenigen Leerstände mit niedrigen oder keinem Verbrauch auf eine hohe Anzahl bewohnter Anlagen. Im Mittel über alle Anlagen wird damit exakt der benötigte Allokationswert für ein ausgeglichenes Netzkonto berechnet.

B) Erheblich aufwendiger und gegebenenfalls fehleranfälliger, ist die anlagenspezifische Senkung (z. B. $KW_{\text{Leerstand}} = 0,2000 \text{ kWh}$) und spätere Erhöhung des Kundenwertes nach Beendigung eines Leerstands. Dieses Vorgehen setzt einen guten Informationsstand zu dem Merkmal Leerstand beim Netzbetreiber voraus. Vorteil dieses Verfahrens ist, dass das saubere Nachfahren des voraussichtlichen Verbrauchs auch eine kundenspezifisch geringere Abweichung bei der Mehr-/Mindermengenabrechnung zur Folge haben wird.

Auf welchen Wert bei Leerstand abgesenkt wird, kann netzspezifisch festgelegt werden. Eine Senkung auf „Null“ oder auf 0,0001 kWh ist dabei unter der Annahme, dass die Anlage nach wie vor in Betrieb ist, kritisch zu prüfen.

$$KW_{\text{vorher}} \rightarrow KW_{\text{Leerstand}} \rightarrow KW_{\text{nachher}} (= KW_{\text{vorher}})$$

z. B.

$$KW_{\text{vorher}} = 45,2345 \text{ kWh} \rightarrow KW_{\text{Leerstand}} = 0,2000 \text{ kWh} \rightarrow KW_{\text{nachher}} = 45,2345 \text{ kWh}$$

Max-Werte beim Kundenwert

Nach der Neuberechnung der Kundenwerte muss eine Plausibilitätsprüfung erfolgen. Bei Kundenwerten größer W_{max} (z. B. 5.000 kWh) sollten diese Abnahmestellen einer Kontrolle unterzogen werden, um Fehler auszuschließen. Es ist zu prüfen, ob für diese Ausspeisestellen ein Zählverfahrenswechsel auf Lastgangmessung vorgenommen werden muss.

Im Haushalts- und Gewerbebereich gilt grundsätzlich:

$$KW \leq W_{\text{max}}^2$$

Wurden für Ausspeisestellen mit dem Lastprofil HEF Kundenwerte größer $W_{\text{max_HEF}}$ (z. B. 150 kWh) zugeordnet, so wird empfohlen, die Kundenwerte dieser Zählpunkte auf Richtigkeit zu überprüfen. Wurde analog eine Zuordnung für Kundenwerte kleiner $W_{\text{max_HEF}}$ in den Lastprofiltyp Mehrfamilienhaus HMF festgestellt, so wird auch hier eine Überprüfung empfohlen.

In Haushaltsbereich gilt üblicherweise:

$$0 \text{ kWh} < \text{Kundenwert HEF} \leq W_{\text{max_HEF}}^2 \leq \text{Kundenwert HMF}$$

Prüfung der Anwendungsgrenzen SLP-Verfahren

Im Rahmen der Kundenwertberechnung und einer Aktualisierung der Jahresverbrauchsprognose sollte regelmäßig für Abnahmestellen eine Prüfung auf eine Über- oder Unterschreitung der Anwendungsgrenzen des SLP-Verfahrens bzw. der RLM-Bilanzierung erfolgen. Hierfür kann die Jahresverbrauchsprognose mit der Grenze zur Anwendung des SLP-Verfahrens abgeglichen werden (§ 24 Abs. 1 GasNZV, bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden).

Da für Kunden, deren Verbrauch in der Größenordnung dieser Grenze liegt, eine scharfe Grenze einen häufigen Wechsel zwischen SLP und RLM Messverfahren zur Folge hätte und

² Die Werte W_{max} bzw. $W_{\text{max_HEF}}$ sind durch den Netzbetreiber festzulegen.

die damit verbundene wiederholte Umstellung des Zählverfahrens für den Kunden unzumutbar wäre, kann der Netzbetreiber nach folgender Empfehlung vorgehen: Bei einer erstmaligen geringfügigen Über-/ Unterschreitung der Grenze zur Anwendung von SLP (z. B. < 20 %) kann von einer Umstellung des Zählverfahrens zunächst absehen und weitere, zukünftige Verbrauchsjahre für eine Beurteilung herangezogen werden. Bestätigt sich über mehrere Jahre das Verhalten, muss ein Zählverfahrenswechsel stattfinden. Durch diese Vorgehensweise entsteht eine Hysterese, die hilft einen jährlichen Wechsel des Zählverfahrens zu vermeiden.

Sperrung von Anlagen

Kurzzeitige Sperrungen von Anlagen lösen keine Neuberechnung des Kundenwerts aus.

Zählerausbau / stillgelegte Anlagen

Eine Kundenwertanpassung bei Zählerausbau braucht nicht zu erfolgen, da stillgelegte Anlagen (ohne Bilanzkreiszuordnung) ohnehin in der Bilanzierung nicht berücksichtigt werden. Die Stilllegung ist über die entsprechenden GeLi Gas Prozesse dem Lieferanten mitzuteilen.

Hierbei sind die Vorgehensweisen in den jeweiligen Bilanzierungs- und Abrechnungssysteme zu beachten.

Schwellenwertprüfung Kundenwerte

Unter der Schwellenwertprüfung wird die zählpunktscharfe Prüfung neuer Kundenwerte gegen die bisherigen Kundenwerte vor einer Aktualisierung verstanden. Dabei wird angenommen, dass das Nutzerverhalten über die Jahre gleichbleibend ist und sich in Folge dessen, keine sprunghaften Änderungen in den Kundenwerten ergeben sollten.

Im Abschnitt „Ausgangsdaten für die Berechnung des Kundenwertes“ wurde empfohlen, dass eine Prüfung neuer Zählerstände stets erfolgen sollte. Hierbei wurde auf sinnvolle Prüfroutinen nicht näher eingegangen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht greift eine Zählerstandprüfung auf sehr ähnliche Kontrollmechanismen zurück, wie eine Schwellenwertprüfung neuer gegen bisherige Kundenwerte.

Erfolgt eine gewissenhafte Qualitätssicherung der Zählerstände, stellt eine zusätzliche Schwellenwertprüfung der Kundenwerte keinen Mehrwert dar. Daher wird diese auch i. d. R. nicht notwendig sein. Zudem würden zu niedrig gewählte Schwellenwerte zu einer unnötigen Aussteuerung einer größeren Anzahl von Kundenwerte ohne tatsächlichen Beanstandungsgrund führen. Wird eine Verwendung von Schwellenwerte trotzdem verfolgt, sind die Aussteuerungsgrenzen so hoch zu halten, dass eine zeitnahe Überprüfung der auffälligen Kunden durchgeführt werden kann.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass es zum Teil eine größere Anzahl von Kunden gibt, bei denen Änderungen in den Kundenwerten im höheren auch zweistelligen Prozentbereich auftreten, ohne dass ein Fehler oder eine Regelabweichung festgestellt werden konnte. Dies kann sehr unterschiedliche Gründe haben wie z. B. Umbau, Änderung der Bewohnerzahl, längerer Urlaub oder Auslandsreise. Eine Berücksichtigung solcher individuellen Veränderungen und entsprechende Anpassung der Kundenwerte an die jeweiligen Situationen stehen außerhalb der Möglichkeiten eines Netzbetreibers und sind als Unschärfe des Verfahrens hinzunehmen. Umstände die zu höheren bzw. niedrigeren Kundenwerten im System führen, gleichen sich in einem Kundencluster i. d. R. aus.

Kundenwerte und Mehr-/Mindermengenabrechnung

Zählpunktscharfe „geringe“ Mehrmengen bzw. Mindermengen lassen auf ein geeignetes Vorgehen bei dem Berechnungsprozess zum Kundenwert schließen.

3.6.8 Festlegung des Kundenwertes bei Neuanlagen

Bei Neuanlagen liegen für die Berechnung des Kundenwertes keine Verbrauchswerte aus der Vergangenheit vor.

Daher muss auf Ersatzverfahren zurückgegriffen werden. Folgende Verfahren sind dabei üblich:

- a) durch Schätzung aus Vergleichswerten/-gruppen
- b) auf Grundlage eines Referenzwertes je Profiltyp
- c) Abschätzung des Kundewertes aus der Anlagenleistung
- d) auf Vorschlag des Lieferanten nach Plausibilisierung

a) Durchschnittswerte / Vergleichswerten

Ein einfaches Verfahren ist, einen Durchschnitt aller Kundenwerte je im Netz verwendeter Lastprofilgruppen zu ermitteln und als Durchschnitts-Kundenwert im System zu hinterlegen.

Die Heranziehung eines Mittelwertes kann allerdings für die Gruppe der Gewerbeprofile, aufgrund typischer Weise hohen Spreizungen im Verbrauch (ca. 10.000 – 1.500.000 kWh/a), nicht empfohlen werden.

b) Referenzwerte

Es können Referenzwerte nach verschiedenen Differenzierungskategorien durch den Netzbetreiber eingesetzt werden. Auch dieses Vorgehen ist eher im Haushaltsbereich als für den Gewerbebereich geeignet.

c) Abschätzung des Kundenwertes aus der Anlagenleistung

Aufwendiger als die beiden vorgenannten Vorgehensweisen, aber mit einer höheren Genauigkeit verbunden ist es, einen individuellen Kundenwert aus dem Werten des Netzanschlusses zu errechnen.

Beispielsrechnung:

Hierfür wird ein Jahresverbrauch abgeschätzt. Dazu wird z.B. die Anschlussleistung der Gasanlage, die nach verschiedenen DIN Vorschriften durch den Architekten oder Installateur ermittelt wird, mit der Vollnutzungsstundenzahl gemäß DIN 2067 multipliziert. Dieser Jahresverbrauch wird dann durch die Summe der h-Werte eines Normaljahres dividiert.

Anschlussleistung: P [kW] (hier 12 kW)

Vollbenutzungsstunden: VBH [h] (z. B: für HEF VBH = 2.100 h)

Summe aller h-Werte eines Normaljahres je angewandtes Profil: hier Einfamilienhaus = 355

$$KW = \frac{P \times VBH}{\sum_1^{365} h(\vartheta_N)} = \frac{12 \text{ kW} \times 2.100 \text{ h}}{\sum_1^{365} h(\vartheta_N)} = \frac{25.200 \text{ kWh}}{355} = 70,986 \text{ kWh}$$

Wiederinbetriebnahme nach Renovierung:

Sind aus der Vergangenheit noch Energieverbräuche einer Anlage bekannt, so kann der bisherige Jahresverbrauch einen Anhaltspunkt zur Berechnung des Kundenwertes geben. Allerdings ist zu beachten, dass eine erneuerte Heizungsanlage i. d. R. einen wesentlich höheren Wirkungsgrad als die Altanlage aufweist. Deshalb kann ein historischer Jahresverbrauch nur zur Abschätzung oder Plausibilisierung verwendet werden.

d) Vorschlag des Lieferanten nach Plausibilisierung

Die Verwendung von Vorschlagswerten von Lieferanten können gerade bei Neuanlagen in Erwägung gezogen werden. Vor der Übernahme der Werte ins System sollte unbedingt eine Prüfung erfolgen. Im Weiteren gelten auch hier die grundlegenden Ausführungen aus Abschnitt 3.6.2. d.

4 Anwendungsverfahren von Lastprofilen

Bei der Belieferung von Letztverbrauchern mittels Lastprofilen können zwei unterschiedliche Verfahren angewendet werden – das synthetische Lastprofilverfahren oder das erweiterte analytische Lastprofilverfahren. Die Grundlage für beide Lastprofilverfahren bilden repräsentative Lastprofile. Die Entscheidung für ein Lastprofilverfahren sowie die Lastprofile hat grundsätzlich der Netzbetreiber zu treffen. Allerdings behält sich der Gesetzgeber mit § 50 GasNZV offen, zu den Standardlastprofilen sowie zu den beiden Lastprofilverfahren Festlegungen zu treffen. Zudem hat die Bundesnetzagentur zum Anwendungsverfahren in der Festlegung zu Regel- und Ausgleichsleistungen (GABi Gas) weitere Vorgaben gegeben.

Für beide Verfahren gilt, dass es in der konkreten Umsetzung Gestaltungsspielräume gibt. Insofern kann die folgende Darstellung nur das grundlegende Vorgehen beschreiben. Es wird deshalb für diesen Leitfaden versucht, möglichst einfache Verfahren zu beschreiben, damit die grundlegenden Prinzipien verständlich bleiben.

Die im Folgenden beschriebenen Verfahren können auf allen Netzebenen für die Abwicklung von Transporten an SLP-Ausspeisepunkten verwendet werden. Die Anwendung ist unabhängig von der Art der Netzsteuerung (druckgesteuert, mengengesteuert).

4.1 Synthetisches Lastprofilverfahren

Das synthetische Lastprofilverfahren ist eine „bottom up“-Methode. Die Grundlage beim synthetischen Verfahren bilden die vom Netzbetreiber festgelegten repräsentativen Lastprofile für Letztverbraucher.

Ausgehend von diesen Lastprofilen und deren Funktionskoeffizienten, dem Kundenwert, sowie auf Basis prognostizierter Tagesmitteltemperaturen (geometrische Reihe oder einfache Prognose der Tagesmitteltemperatur) aus der zugeordneten Temperaturmessstelle, wird die bilanzkreisrelevante Ausspeisemenge / Allokation pro Bilanzkreis für den Tag der Belieferung (D) ermittelt.

4.1.1 Berechnung von Lastprofilmengen

Die einem SLP-Ausspeisepunkt zugewiesene Tagesmenge ergibt sich aus folgender Formel:

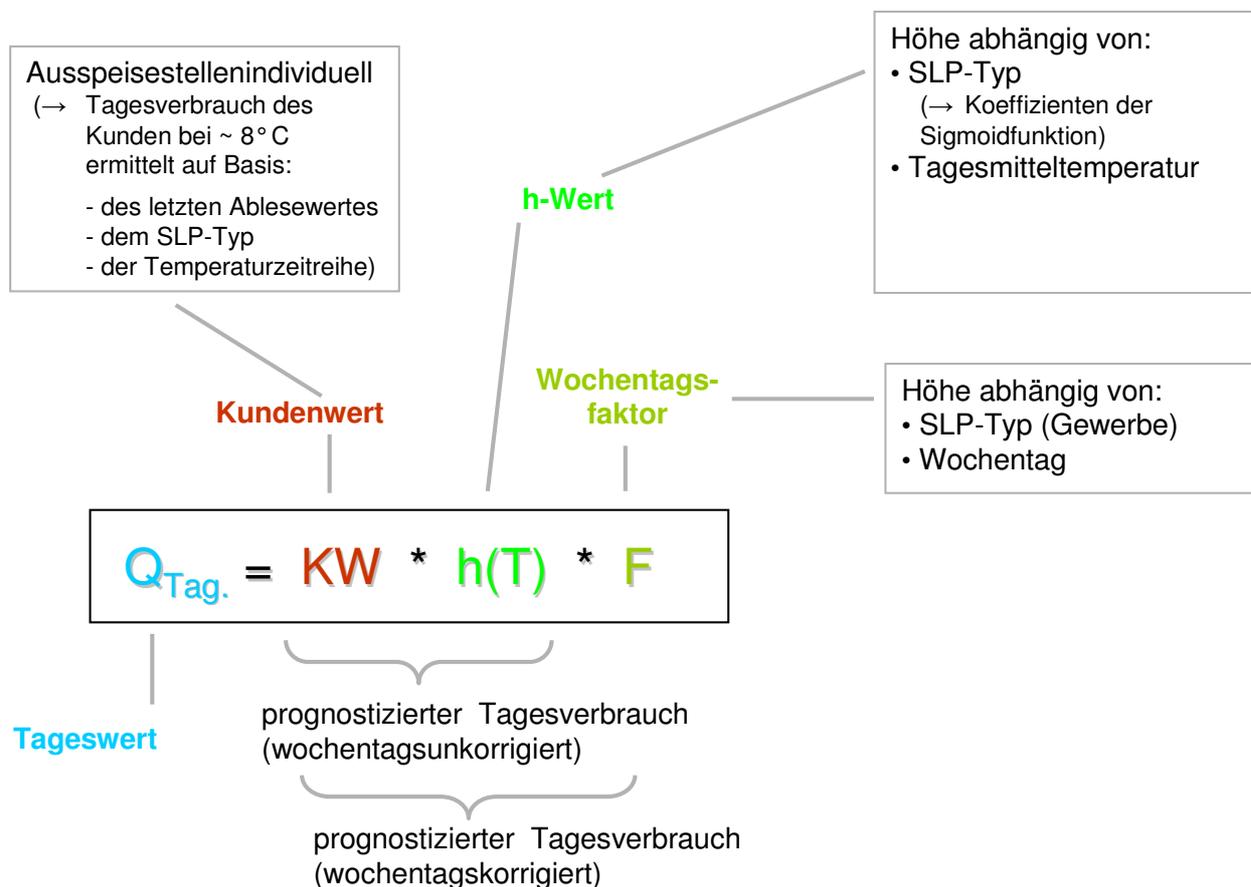


Abbildung 4 Formel zur Berechnung des prognostizierten Tagesverbrauches einer SLP Ausspeisestelle

Für die Berechnung der Tagesmengen für den Folgetag ist die Prognosetemperatur für den Folgetag anzusetzen. Dabei wird empfohlen, die Prognosetemperatur mit der geometrischen Reihe zu bilden (siehe Kapitel 3.5.2).

Da der Wochentagsfaktor für jedes Standardlastprofil feststeht, sind in der Regel keine individuellen Änderungen nötig.

Somit bleiben zwei Faktoren deren Anpassung die täglich allokierte Menge eines SLP-Ausspeisepunktes beeinflussen:

- Kundenwert
- Prognosetemperatur.

4.1.2 Beispiel synthetisches Lastprofilverfahren

Der Transportkunde A beliefert einen Letztverbraucher X mit dem Haushaltsprofil I14 (Haushalt < 50.000 kWh, Niedersachsen, erhöhter Heizgasanteil). Der Kundenwert beträgt 50 kWh pro Tag.

Der Transportkunde B beliefert einen Letztverbraucher Y mit dem Gewerbepprofil GB4 (Gartenbau, erhöhter Heizgasanteil). Der Kundenwert beträgt 400 kWh pro Tag.

Die Ermittlung von Kundenwerten ist in Anlage 1 beschrieben.

Schritt 1: Berechnung der anzusetzenden Temperatur:

Zunächst muss die anzusetzende Temperatur ermittelt werden.

Zur Berechnung der Tagesmenge für den 27. Januar 2011 werden folgenden Temperaturdaten benötigt.

T_t (Prognosetemperatur für 27.01.2011) = -2,0 °C

T_{t-1} (Prognosetemperatur für 26.01.2011) = 0,5 °C

T_{t-2} (Ist-Temperatur für 25.01.2011) = 3,4 °C

T_{t-3} (Ist-Temperatur für 24.01.2011) = 3,6 °C

$$T = \frac{T_t + 0,5 \cdot T_{t-1} + 0,25 \cdot T_{t-2} + 0,125 \cdot T_{t-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

Unter Anwendung der geometrischen Reihe ergibt sich damit die anzusetzende Temperatur von -0,24 °C.

Schritt 2: Berechnung der synthetischen Tagesmenge je Transportkunde:

Die Koeffizienten zu den Standardlastprofilen sind der Anlage 6 zu entnehmen.

Koeffizienten der Sigmoidfunktion		Koeffizienten der Sigmoidfunktion	
A	3,1935978110	A	3,6017736000
B	-37,4142478269	B	-37,8825368000
C	6,1824021474	C	6,9836070000
D'	0,0810859691	D'	0,0548262000
Lastprofil:	I14	Lastprofil:	GB4

Zur Berechnung des h-Wertes werden die Koeffizienten und die Temperatur in die Sigmoidfunktion eingesetzt.

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D', \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Für den Letztverbraucher X des Transportkunden A ergibt sich damit folgender h-Wert:

Datum	Temperatur ϑ [°C]	h-Wert	Wochentags- faktor (F)
27.01.2011	-0,24	2,031329	1

Für den Letztverbraucher Y des Transportkunde B ergibt sich damit folgender h-Wert:

Datum	Temperatur ϑ [°C]	h-Wert	Wochentags- faktor (F)
27.01.2011	-0,24	2,229823	1,0552

Die synthetische Tagesmenge berechnet sich nach folgender Formel:

$$Q_{\text{Tag}}(\vartheta_D) = KW \cdot h(\vartheta_D) \cdot F(D)$$

SLP-Menge Transportkunde A = 50 kWh x 2,03139 x 1 = 101,5695 kWh pro Tag

SLP-Menge Transportkunde B= 400 kWh x 2,229823 x 1,0552 = 941,1637 kWh pro Tag

Schritt 3: Allokationsergebnis für den Bilanzkreis:

Die in Schritt 2 berechneten synthetischen Tagesmengen werden für den Transportkunden als Allokationsergebnis an den MGW gemeldet. Sollten mehrere Transportkunden einen Bilanzkreis nutzen, können aggregierte Allokationsergebnisse versendet werden.

Schritt 4: Mehr-/Mindermengenausgleich:

Nach der Zählerstandsablesung für die SLP-Ausspeisepunkte muss die gemessene Verbrauchsmenge mit der allokierten Liefermenge für den Lieferzeitraum verglichen werden. Hierbei sind eventuell gebildete Ersatzwerte durch den MGW zu berücksichtigen. Die genaue Vorgehensweise der Mehr-/Mindermengenabrechnung ist dem Leitfaden Bilanzkreismanagement zu entnehmen.

4.1.3 Anpassung der Profilmfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren

Die TU München hat im Rahmen ihrer Arbeiten drei Haushalts-/Heizgasprofile sowie ein großes Spektrum an SLP-Typen im Gewerbe-/Handel-/Dienstleistungsbereich vorgegeben. Die vollständige Profilauswahl ist im Anhang dargestellt. Zu den Heizgasprofilen stehen standardmäßig die drei Ausprägungen „03“, „04“ und „05“ zur Verfügung, während im Gewerbebereich jeweils die Ausprägungen „01“, „02“, „03“, „04“ und „05“ angeboten werden. Mit diesen Ausprägungen steht ein weites Spektrum an möglichen Temperaturregressionsgraden zur Verfügung. Die SLP Summenallokationskurve für das Netzgebiet setzt sich nach den Häufigkeiten des Auftretens und Vergabe der entsprechenden einzelnen SLP-Typen im Netzgebiet zusammen. In Folge der Summenbildung lässt sich ein weites Spektrum an Temperatur-Regressionskurven abbilden. Die Abbildung 3 zeigt wie schon mit der Auswahl der SLP zur Ausprägung „04“ eine große Bandbreite an potenziellen Temperaturregressionsgraden abgedeckt werden kann.

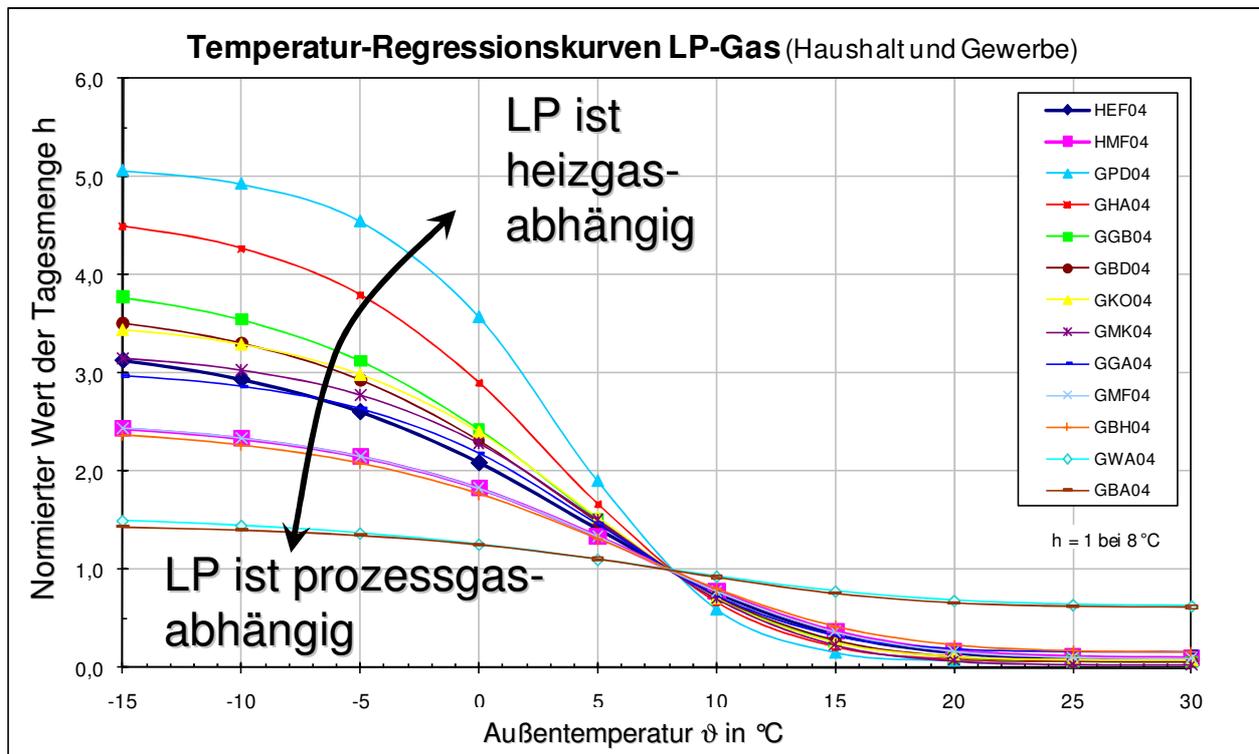


Abbildung 5 Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen

Die vorhandenen und veröffentlichten SLP-Koeffizienten werden daher als hinreichend angesehen. Eine Anpassung der SLP-Koeffizienten an netzindividuelle Gegebenheiten wird nur in Sonderfällen für notwendig erachtet, wenn regionale Besonderheiten des VNB dies erforderlich machen und eine erhebliche Verbesserung des Regelenergiebedarfes damit nachweislich erreicht wird.

4.1.4 Korrekturfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren

Bei der Anwendung der Lastprofilverfahren treten systembedingt Abweichungen zwischen den allokierten Werten und dem Restlastgang auf. Im synthetischen Verfahren sind diese Abweichungen systemimmanent, da der Restlastgang im Rahmen der Allokation nicht explizit berücksichtigt wird.

Korrekturfaktoren beim synthetischen Lastprofilverfahren dürfen nicht angewendet werden.

Ausnahmen von diesem Grundsatz sind bilateral zwischen ANB und Bundesnetzagentur abzustimmen. Die Transportkunden sind darüber zu informieren. Die Anwendung, die Bestandteile inkl. der Berechnungsmethodik und Anpassung eines Korrekturfaktors teilt der Netzbetreiber den Transportkunden mit einer Frist von 1 Monat zum Ende eines Kalendermonats in Textform mit. Zusätzlich muss der Korrekturfaktor auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht werden. Bei Änderung des Korrekturfaktors gelten ebenso vorgenannte Informationspflichten.

4.2 Analytisches Lastprofilverfahren

Das analytische Lastprofilverfahren ist eine „top down“-Methode. Beim erweiterten analytischen Verfahren erfolgt die Aufteilung auf Transportkundenebene für die einzelnen Kundengruppen anhand von Zerlegungs- und Gewichtungsfaktoren.

Das vereinfachte analytische Verfahren berücksichtigt bei seiner Umsetzung keine Unterscheidung der einzelnen, gemäß § 24 GasNZV geforderten Profile und ist somit nicht verordnungskonform. Aus diesem Grund wird in diesem Leitfaden nicht näher darauf eingegangen.

Um auch im analytischen Lastprofilverfahren einen Tag vor der Belieferung für Allokationszwecke analytische Lastprofile bzw. Tagesmengen ermitteln zu können, sieht die Festlegung GABi Gas der BNetzA vor, die Restlast mit einem Zeitversatz von zwei Tagen in die Vergangenheit als SLP-Menge in die Bilanzkreise zu schreiben.

Zur Ermittlung der analytischen Lastprofil-Menge für den Tag D wird am Tag vor der Lieferung (D-1) die SLP-Gesamtmenge/Restlast, ausgehend vom Messwert der Netzkopplungspunkte vom Vortag (D-2) abzüglich der lastganggemessenen Letztverbraucher, bestimmt. Diese Restganglinie entspricht im Idealfall dem Lastverlauf der gesamten Letztverbraucher, denen vom Netzbetreiber zur Bilanzkreisabrechnung ein Lastprofil zugeordnet wurde.

Einspeisungen	Ausspeisungen
⇒ nicht bilanzkreisrelevant	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Summe aller Netzkopplungspunkte zu vorgelagerten Netzbetreibern ▪ Netzpufferleerungen ▪ Summe aller Rückspeisungen von nachgelagerten Netzbetreibern ▪ Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Summe aller Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern ▪ Netzpufferbefüllungen ▪ Summe aller Rückspeisungen an vorgelagerte Netzbetreiber
⇒ bilanzkreisrelevant	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speicherausspeisungen ▪ (Mini-)MüT oder GÜP-Einspeisungen ▪ Biogaseinspeisungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speicherbefüllungen ▪ (Mini-)MüT oder GÜP-Ausspeisungen ▪ RLM –Zählpunkte (wie allokiert)
Summe Einspeisungen – Summe Ausspeisungen = Restlast	

Abbildung 6 Beispiel zur Ermittlung des Restlastgangs / zu verteilende SLP-Menge

(analog Leitfaden BKM - Abbildung: Berechnung des Netzkontosaldos 0, 1 und 2)

Anschließend erfolgt die Aufteilung (Zerlegung) in Kundengruppenlastgänge. Dies geschieht mit Hilfe von Zerlegungsfaktoren (im Folgenden z-Faktoren), die angeben, welchen Anteil die Kundengruppen an der SLP-Gesamtmenge haben. Die Summe der Zerlegungsfaktoren ergibt den Wert 1. Die Restganglinie wird also bei Anwendung des analytischen Verfahrens vollständig auf alle Letztverbraucher aufgeteilt. Zur Bestimmung der z-Faktoren werden die synthetischen Lastprofile je Letztverbrauchergruppe sowie die Kundenwertsummen je Letztverbrauchergruppe benötigt. Die z-Faktoren zur Zerlegung des Restlastgangs des Vorvortages (D-2) des Lastprofils werden unter Zugrundelegung der Ist-Temperatur des Vorvortages (D-2), also nicht unter Verwendung einer Prognosetemperatur hergeleitet.

Die Zerlegungsfaktoren einer Letztverbrauchergruppe werden auf Basis synthetischer Lastprofile (z.B. TU München) ermittelt. In Sonderfällen, wenn keine passenden SLP-Profile zuordenbar sind, können Zerlegungsfaktoren auch über die statistische Auswertung eigener Messwerte (Tagesverbrauchswerte von gemessenen Lastprofil-Ausspeisestellen) oder mittels kontinuierlich gemessener Referenzkunden ermittelt werden.

Der Tageswert für ein individuelles Transportkundenportfolio wird anschließend über Gewichtungsfaktoren, die den Anteil des Transportkunden innerhalb eines Lastprofil-Typs im Verhältnis zum Gesamtanteil dieses Lastprofil-Typs beschreiben, bestimmt.

4.2.1 Auswirkungen der Bilanzierungsbrennwerte auf analytische SLP-Mengen

Der Bilanzierungsbrennwert, welcher der Datenmeldung am Vortag für die RLM-Ausspeisepunkte zugrunde gelegt wird, ist Basis für die endgültige Allokation der RLM-Mengen im Bilanzkreis. Der Abrechnungsbrennwert wird in den bilanzkreisrelevanten Meldungen nicht verwendet. Dies hat den Hintergrund, dass der Bilanzkreisstatus auch nach dem Tag D-1, abgesehen von Ersatzwertkorrekturen, unverändert bleibt. Die allokierten Daten entsprechen den endgültigen Werten

Wie aus der vorstehenden Abbildung 5 ersichtlich ist, spielen beim analytischen Verfahren die lastganggemessenen Ein- und Ausspeisestellen eine wesentliche Rolle bei der Ermittlung der Restlast. Zum Zeitpunkt der Bilanzierung liegt für diese Stellen noch kein endgültiger Brennwert gemäß des Regelwerks des DVGW G685 vor. Aus diesem Grund ist ein Bilanzierungsbrennwert zu verwenden. Hierbei handelt sich um einen vorläufigen Brennwert zur Energiemengenermittlung, der durch den Netzbetreiber so zu ermitteln ist, dass die Abweichung zum erst später bekannten Abrechnungsbrennwert so gering wie möglich ist. Als Bilanzierungsbrennwert kann beispielsweise der Vormonatsabrechnungsbrennwert, ein berechneter Jahresmittelwert oder ein saisonal ermittelter Brennwert verwendet werden. Welches Verfahren der Netzbetreiber anwendet, hängt u. a. auch von den monatlichen Schwankungen des Brennwertes ab. Es ist zu empfehlen, dass eine Plausibilisierung des angewendeten Verfahrens anhand von Vergangenheitswerten durchgeführt wird.

Nach GABi Gas wird eine Brennwert- und Ersatzwertkorrektur für die am Vortag ermittelten SLP-Ausspeisepunkte explizit ausgeschlossen. Dies betrifft insbesondere auch analytisch ermittelte Ausspeisemengen für Lastprofile, die auf einer Restlastkurve basieren.

Eine detaillierte Beschreibung der Prozesse Bilanzierung und Mehr-/ Mindermengenabrechnung ist dem Leitfaden Bilanzkreismanagement zu entnehmen.

4.2.2 Beispiele analytisches Lastprofilverfahren

Nachfolgend werden zwei Beispiele exemplarisch dargestellt, wie das analytische Lastprofilverfahren unter Anwendung der von der TU München vorgestellten Gewerbe-, Kochgas- und Heizgasprofile im Rahmen der Netzbilanzierung und der Mehr-/Mindermengenabrechnung angewendet wird. Darüber hinaus gibt es noch weitere (u. a. auch netzbetreiberspezifische) Möglichkeiten der Anwendung des analytischen Verfahrens, die allerdings die hier dargestellten Grundlagen beachten müssen.

Beispiel 1

Gegeben sei ein Ausspeisenetz mit 20 SLP-Ausspeisepunkten, die den Bilanzkreisen von zwei Transportkunden/Bilanzkreisverantwortlichen (A und B) zugeordnet sind. Die Beispielrechnungen sind hier für einen Tag mit einer relevanten Temperatur von 4 °C dargestellt. Vereinfachend wird weiter von nur zwei Lastprofil-Typen (I und II)³ ausgegangen. Im Rahmen des Lastprofilverfahrens sind die nachfolgenden Schritte entsprechend durchzuführen.

³ vereinfachte Berechnung hier ohne Wochentagsfaktoren

Tabelle 1 SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Kundenkategorien I und II

SLP-Ausspeisepunkte	LP-Typ	Lieferant	Kundenwert	$h(\vartheta=4\text{°C})$	synth. Tagesmenge
			(S1)	(S2)	(S3)=(S1)*(S2)
1	I	A	39	1,469901	57,326146
2	I	A	42	1,469901	61,735849
3	I	A	51	1,469901	74,964960
4	I	B	48	1,469901	70,555256
5	I	B	41	1,469901	60,265948
6	I	B	45	1,469901	66,145553
7	I	B	56	1,469901	82,314465
8	I	B	49	1,469901	72,025157
9	I	B	47	1,469901	69,085355
10	I	B	53	1,469901	77,904762
11	I	B	52	1,469901	76,434861
12	I	B	45	1,469901	66,145553
13	II	B	85	1,426160	121,223590
14	II	B	96	1,426160	136,911348
15	II	A	108	1,426160	154,025267
16	II	A	145	1,426160	206,793182
17	II	A	121	1,426160	172,565345
18	II	A	99	1,426160	141,189828
19	II	A	106	1,426160	151,172947
20	II	A	118	1,426160	168,286866
Summe			1446		2087,072236

Schritt 1: Berechnung der Zerlegungsfaktoren

Die Zerlegungsfaktoren müssen kundengruppenspezifisch für jeden Tag berechnet werden. Die Summe der z-Faktoren ergibt für jeden Tag den Wert Eins.

Tabelle 2 Berechnung der Zerlegungsfaktoren

LP-Typ	synth. Tagesmenge	Zerlegungsfaktor
I	$834,903864 = (1) = \sum(S3), I$	$0,400036 = (4) = (1)/(3)$
II	$1252,168373 = (2) = \sum(S3), II$	$0,599964 = (5) = (2)/(3)$
Summe	2087,072236 = (3)	1

Restlastgang	2250 = (6)	Messwert am NKP abzgl. RLM
---------------------	-------------------	----------------------------

Schritt 2: Analytisches Lastprofil für einen Lastprofil-Typ im Ausspeisenetz

Das analytische Lastprofil für einen Lastprofil-Typ ergibt sich durch Multiplikation der für diesen Lastprofil-Typ berechneten z-Faktoren mit der für das betrachtete Ausspeisenetz bestimmten SLP-Gesamtmenge.

Tabelle 3 Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die LP-Typen

LP-Typ	analytische Tagesmenge	
I	900,0801	$= (7) = (6) * (4)$
II	1349,9191	$= (8) = (6) * (5)$
Summe	2250	

Schritt 3: Mengengewichtete Verteilung des analytischen Lastprofils

Die Aufteilung des analytischen Lastprofils eines Lastprofil-Typs auf die Transportkunden erfolgt unter Anwendung von Gewichtungsfaktoren. Der Gewichtungsfaktor kann zum Beispiel über das Verhältnis der Kundenwertsummen der jeweiligen Lastprofil-Typen berechnet werden.

Die Summe der Gewichtungsfaktoren aller Transportkunden innerhalb eines Lastprofil-Typs ergibt den Wert Eins.

Tabelle 4 Berechnung der Gewichtungsfaktoren je Transportkunde und Lastprofiltyp

LP-Typ / Transportkunde	Summe Kundenwert		Gewichtungs- faktor		analytische Tagesmenge	
I	568	$= (9) = \Sigma(S1), I$				
II	878	$= (10) = \Sigma(S1), II$				
Summe	1446	$= (11)$				
I - A	132	$= (12) = \Sigma(S1), I, A$	0,232394	$= (16) = (12) / (9)$	209,173342	$= (20) = (7) * (16)$
I - B	436	$= (13) = \Sigma(S1), I, B$	0,767606	$= (17) = (13) / (9)$	690,907576	$= (21) = (7) * (17)$
Zw-Summe	568		1		900,080892	
II - A	697	$= (14) = \Sigma(S1), II, A$	0,793850	$= (18) = (14) / (10)$	1071,633198	$= (22) = (8) * (18)$
II - B	181	$= (15) = \Sigma(S1), II, B$	0,206150	$= (19) = (15) / (10)$	278,286580	$= (23) = (8) * (19)$
Zw-Summe	878		1		1349,919778	
Gesamt					2250	

Schritt 4: Berechnung der analytischen Lastprofilmenge für die Transportkunden

Das analytische Lastprofil eines Transportkunden im Ausspeisenetz ergibt sich durch die Aufsummierung der unter Schritt 3 für diesen Transportkunden berechneten Werte über alle Letztverbrauchergruppen.

Tabelle 5 Berechnung der analytischen Tagesmenge pro Lieferant

Lieferant	analytische Tagesmenge
A	1280,806591 $= (24) = (20) + (22)$
B	969,193409 $= (25) = (21) + (23)$
Summe	2250

Schritt 5: Allokationsergebnis für den Bilanzkreis

Die in Schritt 4 berechneten analytischen Tagesmengen werden für die beiden Transportkunden als Allokationsergebnis an den MGV gemeldet. Sollten mehrere Transportkunden einen Bilanzkreis nutzen, können aggregierte Allokationsergebnisse versandt werden. Hierzu ist jedoch eine Zuordnungsermächtigung notwendig.

Schritt 6: Mehr-/Mindermengenausgleich

Nach der Zählerstandsermittlung für die SLP-Ausspeisepunkte muss die gemessene Verbrauchsmenge mit der dem Transportkunden für den Lieferzeitraum zugeordneten Liefermenge verglichen werden. Hierbei sind eventuell gebildete Ersatzwerte durch den MGV zu berücksichtigen. Die genaue Vorgehensweise der Mehr-/Mindermengenausgleichsrechnung ist dem Leitfaden Bilanzkreismanagement zu entnehmen.

Beispiel 2

Nachfolgend wird eine weitere Berechnungsvariante des analytischen Verfahrens beschrieben: Analog zum Beispiel 1 werden in der folgenden Tabelle die verschiedenen synthetisch ausgerollten Lastprofile für jeden SLP-Ausspeisepunkt dargestellt.

Tabelle 6 SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Lastprofiltypen I und II

SLP-Ausspeisepunkte	LP-Typ	Lieferant	Kundenwert	$h(\vartheta=4^{\circ}\text{C})$	synth. Tagesmenge
			(S1)	(S2)	(S3)=(S1)*(S2)
1	I	A	39	1,469901	57,326146
2	I	A	42	1,469901	61,735849
3	I	A	51	1,469901	74,964960
4	I	B	48	1,469901	70,555256
5	I	B	41	1,469901	60,265948
6	I	B	45	1,469901	66,145553
7	I	B	56	1,469901	82,314465
8	I	B	49	1,469901	72,025157
9	I	B	47	1,469901	69,085355
10	I	B	53	1,469901	77,904762
11	I	B	52	1,469901	76,434861
12	I	B	45	1,469901	66,145553
13	II	B	85	1,426160	121,223590
14	II	B	96	1,426160	136,911348
15	II	A	108	1,426160	154,025267
16	II	A	145	1,426160	206,793182
17	II	A	121	1,426160	172,565345
18	II	A	99	1,426160	141,189828
19	II	A	106	1,426160	151,172947
20	II	A	118	1,426160	168,286866
Summe			1446		2087,072236

Schritt 1: Berechnung der synthetisch ausgerollten Tagesmenge

Für jeden Lieferanten wird die synthetische Tagesmenge berechnet.

Tabelle 7 Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die Lieferanten

Lieferant	synthetische Tagesmenge
A	1188,060390 $= (1) = (\sum S3), A$
B	899,011846 $= (2) = (\sum S3), B$
Summe	2087,072236 $= (3)$

Schritt 2: Berechnung des Allokationsfaktors

Der Allokationsfaktor ergibt sich aus der Division des Restlastgangs und der Summe der synthetischen Tagesmenge aller Lieferanten im Versorgungsgebiet.

Tabelle 8 Berechnung des Allokationsfaktor

Restlastgang	2250 <small>= (4)</small>
Allokationsfaktor	1,078065 <small>= (5) = (4) / (3)</small>

Schritt 3: Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant

Es erfolgt die Multiplikation der synthetischen Tagesmenge jedes Lieferanten mit dem Allokationsfaktor.

Tabelle 9 Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant

Lieferant	analytische Tagesmenge
A	1280,806324 <small>= (6) = (5) * (1)</small>
B	969,193206 <small>= (6) = (5) * (2)</small>
Summe	2250

Schritt 4: Allokationsergebnis für den Bilanzkreis

Die in Schritt 3 berechneten analytischen Tagesmengen werden für die beiden Transportkunden als Allokationsergebnis an den MGW gemeldet.

Schritt 5: Mehr-/Mindermengenausgleich

Nach der Zählerstandsermittlung für die SLP-Ausspeisepunkte kann die gemessene Verbrauchsmenge mit der dem Transportkunden für den Lieferzeitraum zugeordneten Liefermenge verglichen werden.

4.2.3 Optimierungsfaktor zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytisches Lastprofilverfahren

Im analytischen Verfahren besteht - gemäß GABi Gas - ein Zeitversatz von zwei Tagen. Der Restlastgang von D-2 wird der Allokation für D zu Grunde gelegt. Dieser Zeitversatz führt zu einer Abweichung zwischen Allokation und Restlastgang am Liefertag. Der ANB hat die Möglichkeit, über die Anwendung von geeigneten Optimierungsfaktoren diese Abweichungen so gering wie möglich zu halten. Die Bestandteile inkl. der Berechnungsmethodik für die Optimierungsfaktoren sind der Bundesnetzagentur anzuzeigen und auf der Internetseite mit den tagesaktuellen Optimierungsfaktoren zu veröffentlichen. Des Weiteren ist der Transportkunde mit einer Frist von 1 Monat zum Ende eines Kalendermonats über die Anwendung eines Optimierungsfaktors in Textform zu informieren. Die Bestandteile inkl. der Berechnungsmethodik des Optimierungsfaktors sind dem Transportkunden zur Verfügung zu stellen. Bei Änderung der Bestandteile inkl. der Berechnungsmethodik des Optimierungsfaktors gelten ebenso vorgenannte Informationspflichten.

Wesentlichen Einfluss auf die entstehende Regelenergie, die durch die Systematik des Zwei-Tagesversatzes beim analytischen Lastprofilverfahren entsteht, haben die Temperaturabweichungen.

chung von D-2 zu D sowie der Wochentag. Je höher die Temperaturabweichung ist, umso höher wirkt sich diese Einflussgröße auf die Regelenergie aus. Da sich der Einfluss des Wochentags hauptsächlich im Gewerbebereich auswirkt, ist bei dieser Einflussgröße im Vorfeld zu prüfen, wie hoch der temperaturabhängige Gewerbeanteil an der Gesamt-SLP-Menge ist. Es gilt nun, die entstehende Regelenergie mittels eines Optimierungsfaktors, welcher täglich zu ermitteln ist, zu minimieren. Eine der Möglichkeiten, die zur Reduzierung der Regelenergie führt, ist die Ermittlung des Optimierungsfaktors über eine Regression. Auch bei der Ermittlung des Optimierungsfaktors, welcher in die Allokationsergebnisse einfließt, ist wie bei der Allokation selbst ein IT-gestützter, automatisierter Prozess anzustreben. Nachfolgend ist ein Beispiel zur Ermittlung eines Optimierungsfaktors mittels linearer Regression aufgeführt.

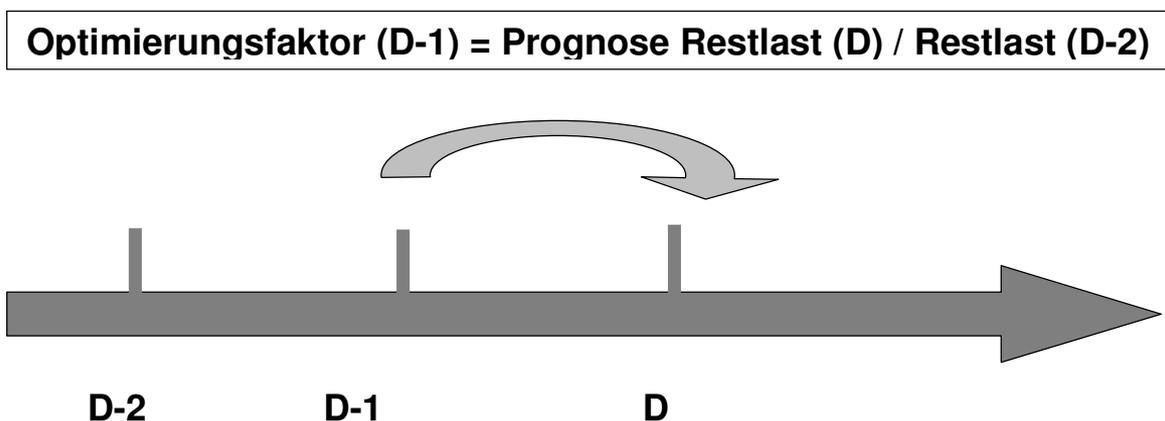


Abbildung 7 Zeitliche Abfolge der analytischen Bilanzierung

Schritt 1: Datenbasis aufbereiten

Zusammenstellung der Restlast für einen repräsentativen Zeitraum (mindestens ein Kalenderjahr oder Gaswirtschaftsjahr). Eine Überprüfung auf Plausibilität der Daten sollte auf jeden Fall innerhalb der Datenaufbereitung durchgeführt werden.

Tabelle 10 beispielhafte Datenbasis

Tag	Restlast/Tag [kWh/Tag]	Ist-Temp. [°C]
Samstag	14. Nov. 12.861.427	8,9
Sonntag	15. Nov. 12.648.918	9,9
Montag	16. Nov. 11.724.687	10,2
Dienstag	17. Nov. 11.910.922	10,6
Mittwoch	18. Nov. 12.519.256	9,6
Donnerstag	19. Nov. 13.251.374	8,4
Freitag	20. Nov. 14.120.911	6,1
Samstag	21. Nov. 12.086.591	10,1
Sonntag	22. Nov. 11.878.409	10,5
Montag	23. Nov. 12.907.963	10,5
Dienstag	24. Nov. 12.011.505	11,4
Mittwoch	25. Nov. 11.272.581	11,6
Donnerstag	26. Nov. 12.638.010	9,4

Schritt 2: Ermittlung der Funktion für den temperaturabhängigen Teil mittels linearer Regression und Ist-Tagestemperaturen

Korrelationskoeffizient	0,961	Koeffizient b	- 1.128.303
Bestimmtheitsmaß	0,923	Koeffizient a	23.721.076

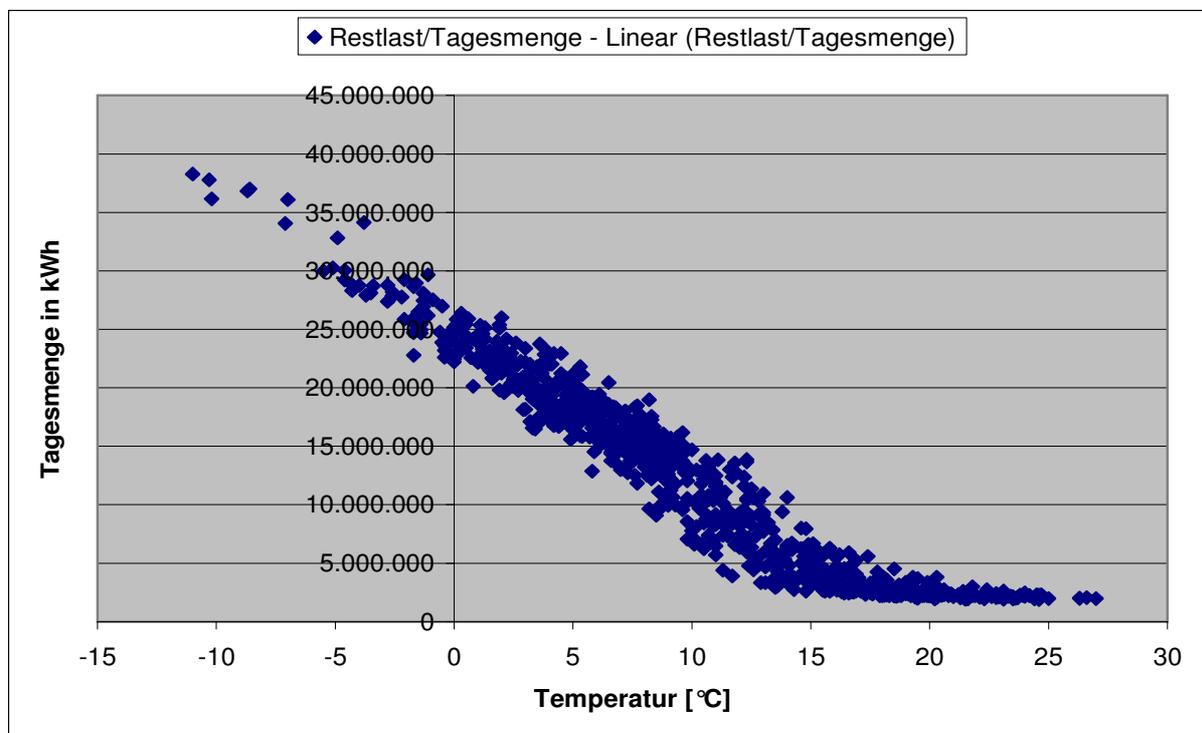


Abbildung 8 Ermittlung der Regressionsfunktion

Es erweist sich als sinnvoll, die zu verwendende Restlast auf den relevanten Heizgasbereich einzugrenzen. Als Grundlage werden in diesem Beispiel die Auslegungstemperatur des Netzes von -12°C und die Berechnungsgrenze nach oben von 15°C herangezogen.

Schritt 3: Ermittlung des Faktors für den Wochentag

Wie zuvor erwähnt, ist der Wochentag weitgehend nur für die Gewerbekunden von Bedeutung. In nachfolgendem Beispiel wurde auf eine Trennung von Haushalts- und Gewerbeprofilen verzichtet, da dadurch keine Verbesserung der Regressionsgüte erzielt wurde.

Analysen haben gezeigt, dass die im Anhang 6 dieses Leitfadens aufgeführten Wochentagsfaktoren eine ausreichende Güte haben und verwendet werden können. Nachfolgend werden diese Faktoren über den Kundenwertanteil des einzelnen Profils am Gesamtkundenwert gewichtet.

Tabelle 12 Beispielhafte Ermittlung des Wochentags-Optimierungsfaktors

Basis Stammdaten

Profil	Summe Kundenwert je Profil	Summe Kundenwert gesamt	Anteil Kundenwert an Gesamt				
	(S1)	S2=Σ(S1)	(S3)=(S1)/(S2)				
GSU	2.515.710	13.269.660	0,189583613				
HEF	6.280.340		0,473285713				
HMF	4.473.609		0,337130674				
Einfamilie							
	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Wochentagsfaktor	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
gewichteter Anteil	0,4733	0,4733	0,4733	0,4733	0,4733	0,4733	0,4733
Mehrfamilie							
	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Wochentagsfaktor	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
gewichteter Anteil	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371
Gewerbeprofil							
	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Wochentagsfaktor	1,0300	1,0300	1,0200	1,0300	1,0100	0,9300	0,9500
gewichteter Anteil	0,1953	0,1953	0,1934	0,1953	0,1915	0,1763	0,1801
Gewichteter Anteil gesamt							
	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
	1,0057	1,0057	1,0038	1,0057	1,0019	0,9867	0,9905

2-Tagesversatz	Faktor berechnet	Faktor gerundet
Montag auf Mittwoch	0,99811489	0,99811
Dienstag auf Donnerstag	1	1
Mittwoch auf Freitag	0,99811133	0,99811
Donnerstag auf Samstag	0,98114885	0,98115
Freitag auf Sonntag	0,98864651	0,98865
Samstag auf Montag	1,01921334	1,01921
Sonntag auf Dienstag	1,01531183	1,01531

(1,0038/1,0057)

Schritt 4: Dämpfung der Restabweichung

Unabhängig von der Temperatur- und Wochentagsoptimierung entsteht immer noch eine Abweichung zur tatsächlichen auftretenden Restlast. Es wird in diesem Schritt am Tag D+1, an dem die tatsächliche Restlast für den Tag D bekannt ist, eine Deltamenge ermittelt und im neu zu berechnenden Optimierungsfaktor und somit bei der Allokation berücksichtigt. Damit wird der tatsächliche Fehler aus Temperatur- und Wochentagskorrektur mit der neuen Allokation zeitnah weiter minimiert.

Zusammenführung der einzelnen Berechnungsschritte

Die Gesamtformel erstreckt sich über 3 Teile:

Optimierungsfaktor (D-1) = Prognose Restlast (D) / Restlast (D-2)

$$\text{Prognose Restlast (D)} = \underbrace{(b \cdot T_{\text{Prog}} + a)}_{\text{Temperatur- und WT-abhängiger Teil}} + \underbrace{\text{MengeWochentagsfaktor}}_{\text{Temperatur- und WT-abhängiger Teil}} + \underbrace{\Delta (\text{Ist} - \text{XXX})}_{\text{Prognosefehler wird zeitnah ausgeglichen}}$$

b und a = Koeffizienten aus der linearen Regression
 TProg = Prognosetemperatur (Mittelwert D, D-1, D-2)
 MengeWochentagsfaktor = (Wochentagsfaktor · Restlast (D-2)) – Restlast (D-2)
 $\Delta (\text{Ist} - \text{Prognose}) = \text{Restlast (D-2)} - \text{PrognoseRestlast (D-2) ohne } \Delta (\text{Ist-Prognose})$

Bei T > 15°C oder T < -12°C ist der Faktor für den temperaturabhängigen Teil = 1

- Der Prognosefehler wird ausgeglichen
- Wochentagsfaktor findet Anwendung

Abbildung 9 Formel zur Ermittlung des Optimierungsfaktors

Berechnungsgrundlage am Allokationstag	
Gesamteinspeisung incl. Biogaseinspeisung	17.519.827 kWh
./. Leistungsgemessene Letztverbraucher im Netz	5.515.864 kWh
./. nachgelagerte Netzbetreiber	3.762.366 kWh
Restlast	8.241.597 kWh

*Netzpuffer ist nicht vorhanden

Teil 1

Beispielberechnung für den temperaturabhängigen Teil

Prognosetemperatur arithmetisches Mittel

Tag	Prognose- Temperatur	verwendete Prognose-Temp.
D-2	13	
D-1	10	
D	7	10

Regressionsrechnung aus Schritt 2

Faktoren der linearen Regression		Temperatur- abhängige Teil
b	a	
-1.128.303	23.721.076	12.438.045 kWh/Tag

$$(b \cdot T_{\text{Prog}} + a) = -1.128.303 \cdot 10 + 23.721.076 = \mathbf{12.438.045 \text{ kWh/Tag}}$$

Teil 2

Beispielberechnung für den wochentagabhängigen Teil

Wochentagsfaktoren	
Donnerstag	1,00000
Freitag	0,99811
Samstag	0,98115
Sonntag	0,98865
Montag	1,01921
Dienstag	1,01531
Mittwoch	0,99811

Tag	Restlast/Tag [kWh/Tag]	Menge WT abhängig [kWh/Tag]
Donnerstag	8.241.597	
Freitag		
Samstag		-155.364

Menge Wochentagsfaktor = (Wochentagsfaktor • Restlast(D-2)) - Restlast(D-2)
 = (0,98115 • 8.241.597) - 8.241.597 = **-155.364 kWh**

Teil 3

Dämpfung Restabweichung

[kWh/Tag]	berechnete Restlast aus Vortag (ohne Dämpfungswert)	Restlast D-2	Dämpfungswert
Beispieltag	8.441.597	8.241.597	-200.000
Allokation für D =15. November	berechnete Restlast vom 12. Nov.	13.Nov.	für D = 15.Nov.

Allokationsversand mit Optimierungsfaktor

Temperaturabhängiger Teil	Wochentagsabhängiger Teil	Dämpfung Restabweichung
12.438.045	-155.364	-200.000

(1) Restlast berechnet in kWh	(2) Restlast in kWh D-2	(3) Faktor gesamt (=1/2)
12.082.681	8.241.597	1,4660606

Im nächsten Schritt wird die neu ermittelte Restlast gemäß der Vorgehensweise beim analytischen Lastprofilverfahren verteilt.

Wichtig ist, dass das Ergebnis der Regressionsanalyse anhand von Vergangenheitswerten plausibilisiert wird und auch während des produktiven Betriebs stichprobenartig die Ergebnisse überprüft werden. Hierzu bietet sich eine tabellarische Aufstellung des Optimierungsfaktors inkl. der notwendigen Eingangswerten sowie der erzielten Verringerung der Regelenergie an. Ein Indikator für die Güte des Korrekturfaktors ist u. a. auch der tägliche Netzkontensaldo.

5 Qualitätsprüfung und Verbesserung

Nach § 24 Abs. 3 GasNZV hat jeder Verteilnetzbetreiber darauf zu achten, dass bei der Anwendung der Standardlastprofile der Einsatz von Regelenergie möglichst verringert wird. Um dies zu erreichen, muss jeder Verteilnetzbetreiber die Qualität der Anwendung der Lastprofile bei der Verteilnetzbilanzierung überprüfen und zwar unabhängig davon, ob synthetische Lastprofile oder analytische Profile verwendet werden. In diesem Zusammenhang hat der Ausspeiseneztbetreiber die Aufgabe, Abweichungen zwischen der Allokation aller SLP-Ausspeisepunkte und dem tatsächlichen Verbrauch zu vermeiden. Hierbei ist auch eine Prüfung des Netzkontos sinnvoll und kann helfen fehlerhafte Allokationsdaten festzustellen.

5.1 Vorgehen bei der Prüfung der Lastprofil-Anwendung

Im Rahmen der Untersuchungen des BDEW/VKU Projektes Netzkontenanalyse 2010 wurden eine Vielzahl von Sachverhalten und Einflussgrößen untersucht. Dabei haben sich die drei folgenden Größen als vorrangig relevant zur Qualitätsverbesserung im SLP Bereich herausgestellt:

- SLP-Ausprägung,
- Kundenwerte und
- Prognosetemperatur.

Alle drei Größen stellen für die Berechnung der SLP-Tagesmenge wesentliche Einflussfaktoren dar, was andererseits bedeutet, dass bei einer ungenügenden Qualitätssicherung dieser Parameter durch den ANB es schnell zu größeren Abweichungen z.B. im Sinne der Netzkontenabrechnung kommen (siehe Leitfaden Bilanzkreismanagement Kapitel 11)

5.1.1 Überprüfung der SLP-Ausprägung

Untersuchungen im Rahmen der Qualitätskontrolle

Im Rahmen der Qualitätskontrolle des Netzbetreibers obliegt es dem Netzbetreiber, eine regelmäßige Prüfung der Korrelation der Restlast mit der SLP-Ausprägung in seinen Netzgebieten durchzuführen. Hierzu wird die Restlastkurve auf Basis der Allokationsdaten der zurückliegenden Monate erstellt. Die Restlastkurve entspricht in sehr guter Näherung dem tatsächlichen Verbrauch aller SLP-Ausspeisepunkte. Die Restlast ist mit den ausgerollten synthetischen SLP aller Ausspeisepunkte zu vergleichen. Nachdem Stundenwerte seit dem 01.10.2008 für die Führung des Netzkontos nicht mehr relevant sind, kann sich die Analyse auf Tageswerte beschränken. Die Untersuchung sollte einen längeren Zeitraum (ein Jahr und länger) betrachten:

Das Zeit-Differenzmengen-Diagramm (ZDM-Diagramm)

Das Delta aus oder der Saldo zwischen der SLP-Allokation und der Restlast wird auf der Zeitachse geordnet nach Tagen aufgetragen. (entspricht $NK0 = \text{Einspeisung} - \text{Ausspeisung}$):

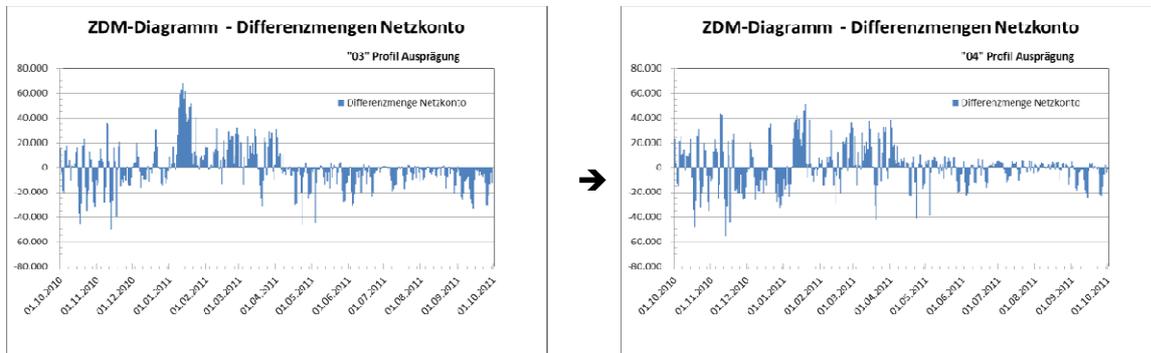


Abbildung 10 ZDM-Diagramme für Abbildung der Differenzmenge des Netzkontos (NK0)

Idealerweise sollten dabei die Abweichungen des Netzkontos stetig um die Nulllinie schwanken. Kommt es jeweils im Winterhalbjahr und im Sommerhalbjahr zu einseitigen Abweichungen, deutet dies auf einen unzureichenden Abgleich der Restlast mit der SLP Allokation hin. Gleichen sich dabei die Restlastkurve und die ausgerollten Lastprofile zumindest nach einem halben Jahr bzw. einem Jahr annähernd wieder aus, ist dies ein Indiz dafür, dass die angesetzten Kundenwerte zu passen scheinen.

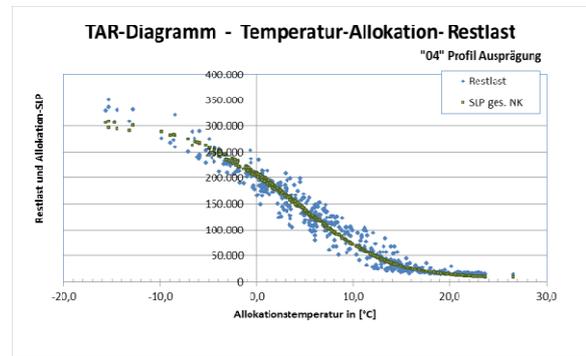
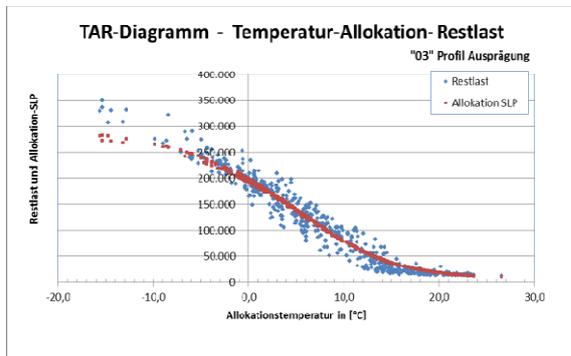
Darüber hinaus sollte diese Prüfung insbesondere in folgenden Fällen durchgeführt werden:

- nach der Einführung von neuen SLP,
- Verschiebungen innerhalb der SLP Gruppen (Umgruppierungen),
- Wahl neuer Wetterstationen,
- Zusammenschlüsse oder Trennungen von Netzgebieten,
- Verschiebungen von Kunden von SLP zu RLM oder von RLM zu SLP,
- Neuanschluss oder Verlust einer nennenswerten Anzahl von Abnahmestellen,
- Veränderung des Verbrauchsverhaltens durch Wechsel und Umzüge der Letztverbraucher;
- Feststellen von Änderungen im Verbrauchsverhalten (Wärmedämmmaßnahmen).

Das TAR Diagramm (Temperatur – Allokation- Restlast - Diagramm) zur Überprüfung der SLP Ausprägung

Insbesondere Darstellungen in Form von TAR-Diagrammen geben einen sehr schnellen Einblick, wie es um die Allokationssituation in dem Netz bestellt ist und ob Nachbesserungen notwendig sind. Wie TAR-Diagramme zu erstellen sind, wird in einem ausführlichen Beispiel anschließend erläutert.

Die Wertepaare je Tag von Restlast und der SLP-Allokation werden über der Allokationstemperatur aufgetragen siehe Beispiel:



Empfehlung:

Es wird empfohlen mindestens einmal jährlich ein TAR-Diagramm zu jedem Netzkonto zu erstellen und anhand dessen die Qualität der Allokation zu überprüfen.

Auf den folgenden Seiten wird in einzelnen Schritten die Erstellung des TAR Diagramms erläutert (Schritt 1 bis Schritt 6):

Achtung: Die Ausgangsbasis ist ein vollständig ausbalanciertes Netzgebiet

Voraussetzung ist das Vorliegen eines vollständig ausbalancierten Netzgebietes. Das heißt, alle Entnahmestellen von Letztverbrauchern müssen erfasst und entweder als eine SLP-Ausspeisestelle geführt oder als RLM-Ausspeisestelle gemessen sein. Zudem sind alle Einspeisungen ins Netzgebiet sowie sonstige Einspeisungen in Netzgebiete (Speicher, Biogas, ...) messtechnisch zu erfassen. Gleiches gilt für Ausspeisungen an gleich- und nachgelagerte Netzgebiete.

Schritt 1: Ermittlung Restlastgang

Aus allen gemessenen Zählpunkten eines Netzgebietes ist die „ungemessene“ Restlast zu ermitteln. Da die Kontrolle der SLP-Ausprägung netzspezifisch ist und auf physikalischen Gegebenheiten beruht, wird empfohlen, hierfür bilanzierungstechnisch abgrenzbare Netzbereiche zu betrachten. Dies sind also unter Umständen mehrere Bereiche, die Zusammen das Gesamtnetz des Netzbetreibers bilden und in Summe auch im Netzkonto des MGV geführt werden.

Die Ermittlung des Restlastgangs kann nach folgendem Schema erfolgen. Dabei sind die entsprechenden Zeitreihen zeitsynchron unter Beachtung der Energierichtungen, d. h. des Vorzeichens, zu addieren bzw. voneinander abzuziehen.

Einspeisungen	Ausspeisungen
nicht bilanzkreisrelevant	
Summe aller Netzkopplungspunkte zu vorgelagerten Netzbetreibern	Summe aller Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern
Netzpufferleerungen	Netzpufferbefüllungen
Summe aller Rückspeisungen von nachgelagerten Netzbetreibern	Summe aller Rückspeisungen an vorgelagerte Netzbetreiber
Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen	
bilanzkreisrelevant	
Speicherausspeisungen (Mini-)MüT oder GÜP-Einspeisungen	Speicherbefüllungen (Mini-)MüT oder GÜP-Ausspeisungen
Biogaseinspeisungen	RLM –Zählpunkte (wie allokiert)
Summe Einspeisungen – Summe Ausspeisungen = Restlast	

Abbildung 11 Berechnung der Restlast

(analog Leitfaden BKM Abb. 51 Berechnung des Netzkontosaldos 0, 1 und 2)

Für die Berechnung der tatsächlichen Restlast können auch statt der allokierten Lastgänge der RLM-Zählpunkte (d. h. auf Basis Bilanzierungsbrennwerten), die abrechnungsrelevanten Lastgänge verwendet werden. Bei größeren Abweichungen zwischen Bilanzierungsbrennwert und Abrechnungsbrennwert ist dies sogar im Rahmen der Analysen „Prüfung Restlast und ‚Als-Ob‘-Allokation“ empfehlenswert.

Schritt 2: Aggregation zu Tageswerten

Die üblicherweise als Stundenwerte vorliegenden Datenreihen sind zu Tageswerten (Gastag) zu aggregieren.

Für die nachfolgenden Betrachtungen sollte mindestens ein Zeitbereich von einem Jahr vorliegen.

Schritt 3: Tagesmittelwerte der Temperatur

Zu dem Zeitbereich, für den die Werte des Restlastgangs vorliegen, sind Tagesmittelwerte der repräsentativen Temperaturmessstation für das Netzgebiet zu bilden. Dabei sollten die gleichen Berechnungen bei den Temperaturen zur Anwendung kommen, wie sie auch für die bilanzkreiswirksame SLP-Allokation Anwendung finden. Bei mehreren verwendeten Temperaturmessstationen im Netzgebiet sind die einzelnen Temperaturmessstationenwerte entsprechend der zugeordneten Letztverbraucher bzw. Kundenwerte in der Allokation zu gewichten.

Schritt 4: Abbildung der Restlast im Diagramm

Die Zeitreihe der Restlast ist über die Tagesmittelwerte der Temperatur in einem Diagramm aufzutragen.

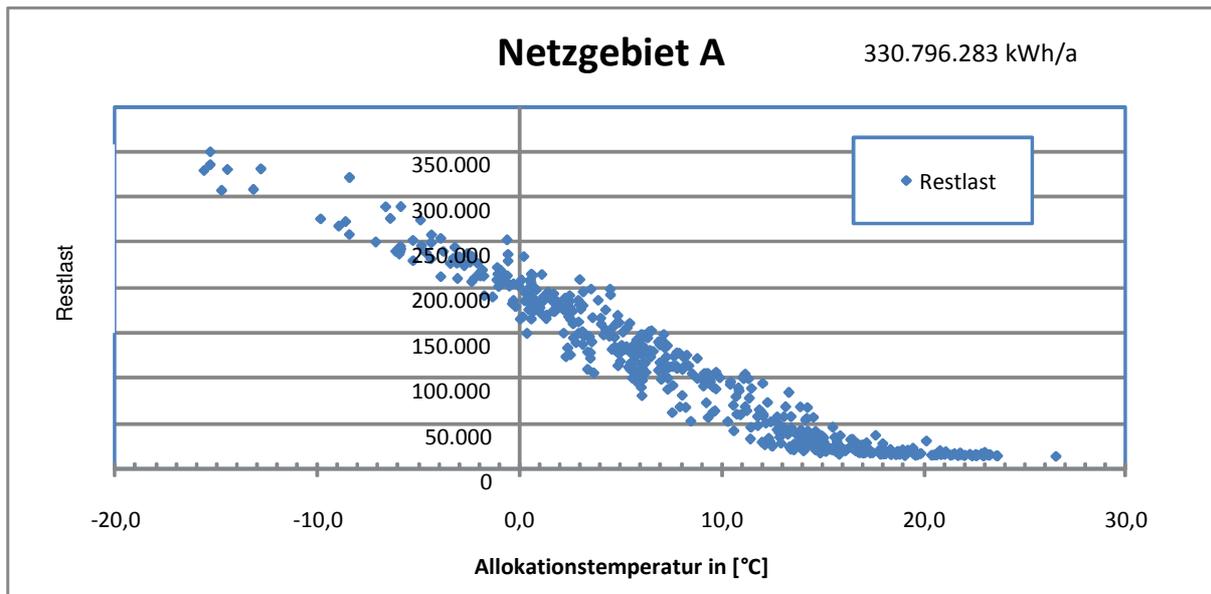


Abbildung 12 Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur ohne Datenfehler

Dabei stellt sich die Restlast als eine Punktwolke mit erkennbar sigmoiden Verlauf dar. Treten hierbei deutliche Ausreißer bei Einzelwerten auf, deutet dies auf Datenfehler in den gemessenen Zeitreihen hin.

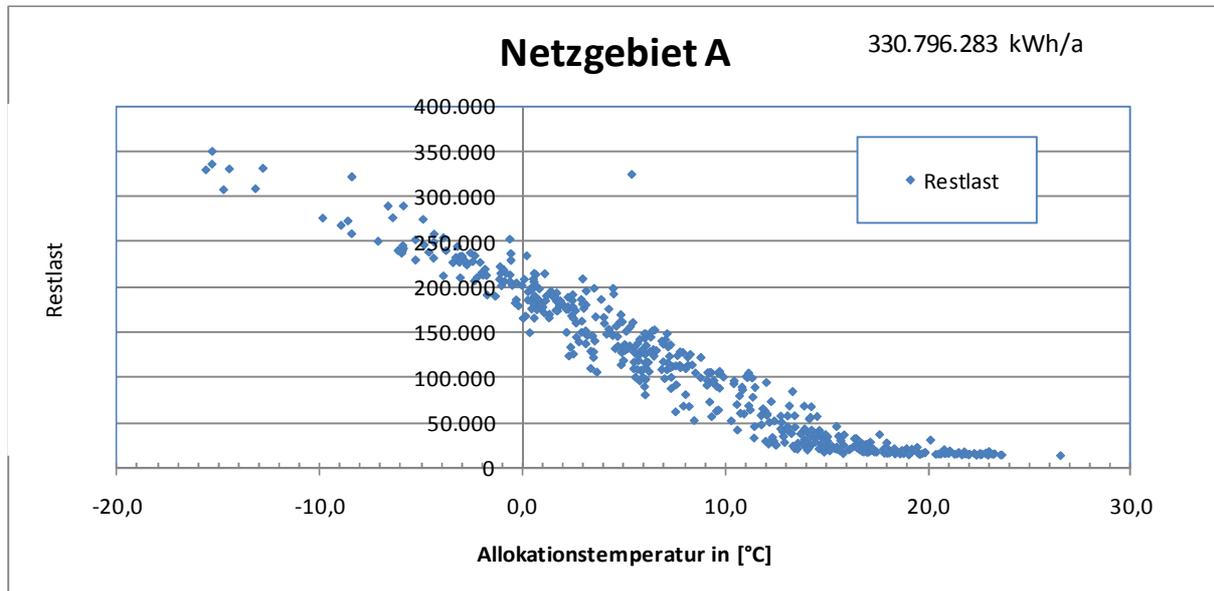


Abbildung 13 Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur mit Datenfehler

Eine eng zusammenliegende Punktewolke zeigt eine deutliche Heizgasabhängigkeit der SLP-Verbraucher des Netzgebietes auf. Streut die Punktewolke stark, sind in der Restlast Letztverbraucher enthalten, die eher ein prozessgasabhängiges Verbrauchsverhalten haben. Hier sollte geprüft werden, ob diese Letztverbraucher identifiziert werden können, deren Verbrauchsverhalten die Ursache der starken Streuung sein könnte. Diese Ausspeisestellen sind dann gegebenenfalls mit einer Lastgangmessung auszustatten und als RLM-Ausspeisestellen zu bilanzieren.

Schritt 5: Abbildung der ursprünglichen SLP Allokationen im Diagramm

Zu dem Zeitbereich der untersuchten Restlast werden die Allokationsdaten der SLP-Letzterverbraucher benötigt. Diese Werte sind ebenfalls über die Tagesmittelwerte der Allokationstemperatur aufzutragen. Ist nun ein Auseinanderlaufen der beiden Kurven (ursprüngliche SLP Allokationsdaten zur Restlast) zu erkennen, ist durch eine Als-Ob-Allokation zu überprüfen, wie eine Annäherung der ursprünglichen SLP-Allokation zur Restlast erreicht werden kann (Schritt 6). Ziel ist das geschlossene Netzkonto. Dies bedeutet, dass bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr die über die SLP-Allokation berechneten Mengen mit der Summe der Mengen der Restlast näherungsweise übereinstimmen sollte. Der kumulierte Netzkontosaldo 0 sollte sich über den o. g. Betrachtungszeitraum gesehen der Null nähern.

In

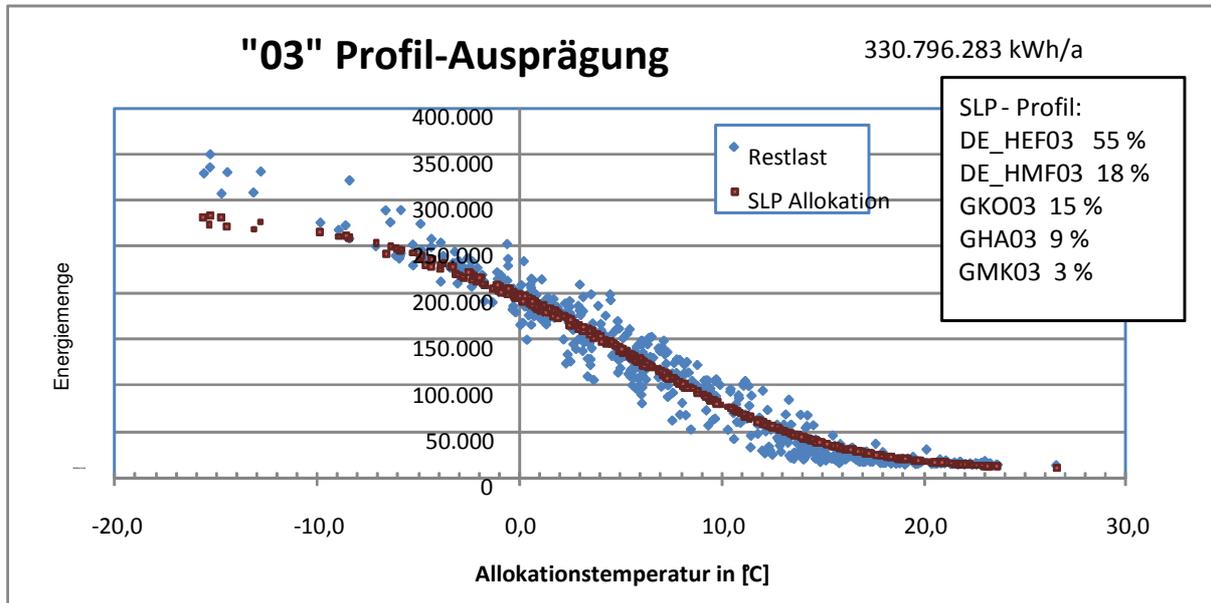


Abbildung 14 ist sowohl die Restlast als auch die ursprüngliche SLP-Allokation dargestellt. An dem Diagramm lässt sich ablesen, ob die gewählte SLP Ausprägung zur Restlast passt.

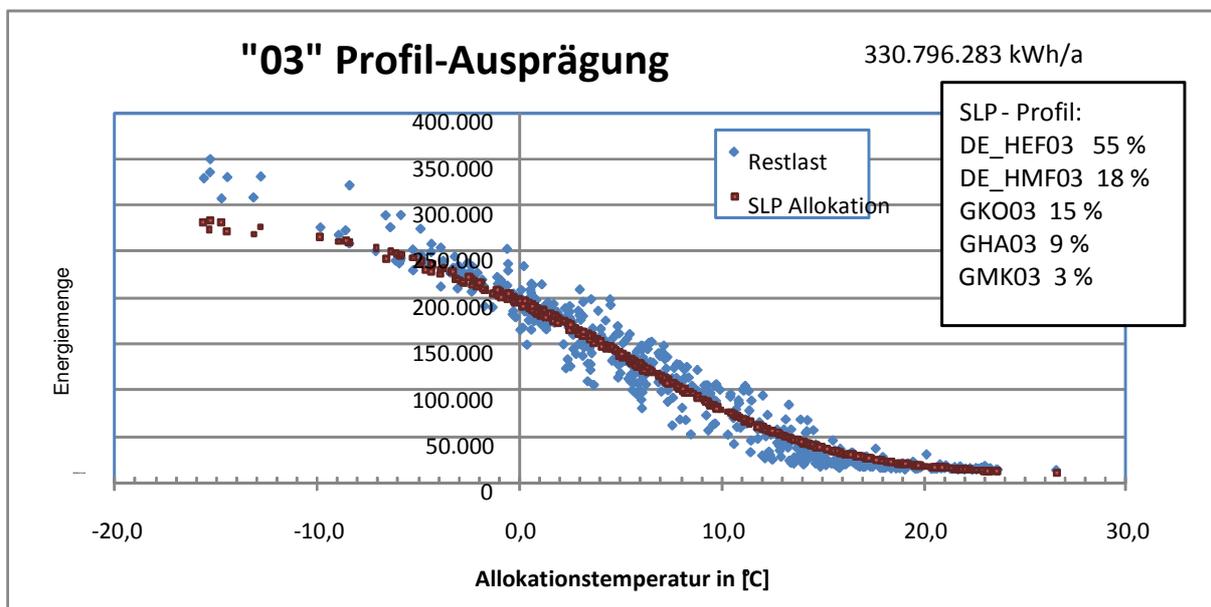


Abbildung 14 Darstellung ursprüngliche SLP-Ausprägung zur Restlast

Eine optimale Abbildung liegt dann vor, wenn die Kurve der SLP-Allokation (rote Kurve) sowohl im kalten Bereich (Winter) als auch im warmen Bereich (Sommer) innerhalb der jeweiligen Schwerpunkte der Punktwolke der Restlast liegt.

Das obige Beispiel zeigt, dass die Abbildung der SLP-Allokation gerade im kalten Bereich noch nicht hinreichend gut erfolgt.

Schritt 6: Prüfung Restlast und „Als-Ob“-Allokation

Durch erneutes Ausrollen im Rahmen einer „Als-Ob“- Allokation mit beispielsweise einer anderen Profilausprägung (hier 04) kann jetzt versucht werden, eine bessere Korrelation zu erreichen. Dabei ist zu beachten, dass eine Änderung der SLP-Typen, sowie der SLP-Ausprägung immer eine Veränderung im Kundenwert nach sich zieht. D. h., mit jeder Profil-Umstellung sind die Kundenwerte für das entsprechend gewählte Profil auch neu zu berechnen. Wenn diese Anpassung nicht erfolgt, ist das Ergebnis mit einem nicht zu vernachlässigenden Fehler behaftet und liefert falsche Ergebnisse.

In Abbildung 13 zeigt sich durch das erneute Ausrollen der SLP Allokation eine deutliche Verbesserung der Kurvenlage (grüne Kurve) zur Restlastkurve. Demnach führt hier die Verwendung der 04er Ausprägung zum besseren Ergebnis und zu einem geschlossenen Netzkonto.

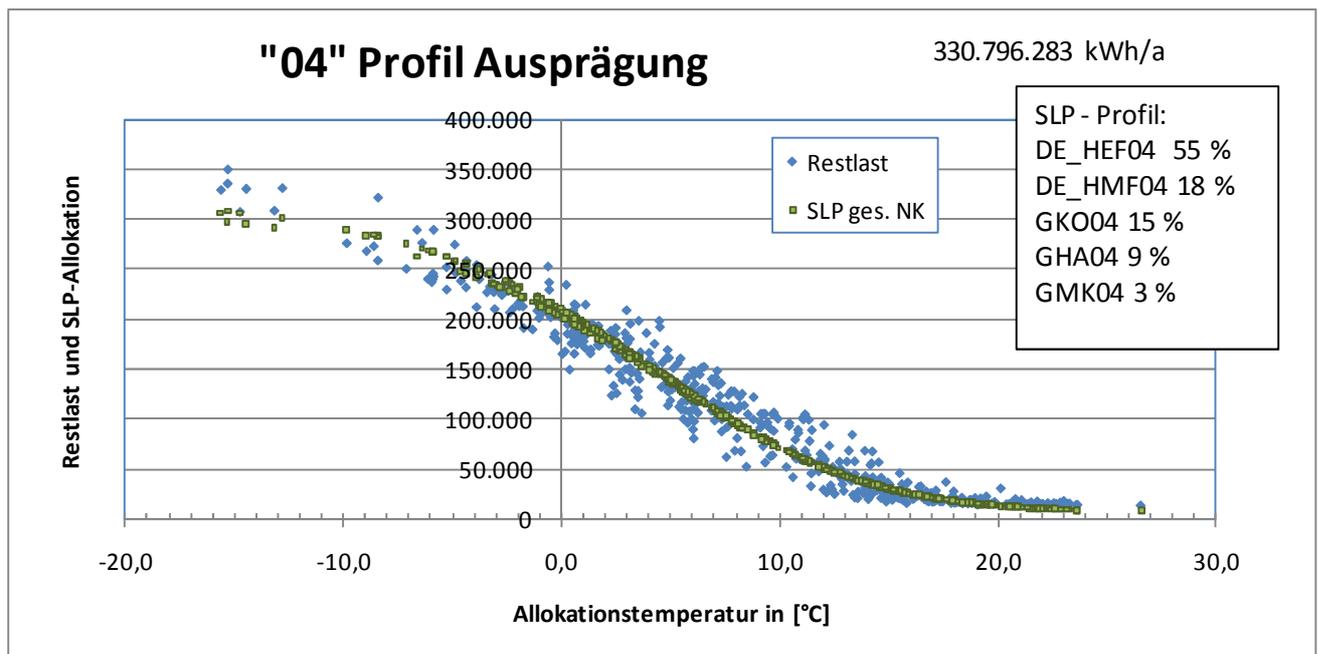


Abbildung 15 Darstellung Als-Ob Allokation SLP-Ausprägung „04“

Die folgende Abbildung 16 zeigt mit der roten Kurve eine ursprüngliche Allokation bei einem nicht geschlossenen Netzkonto und mit der grünen, angepassten Kurve den Verlauf bei geschlossenem Netzkonto.

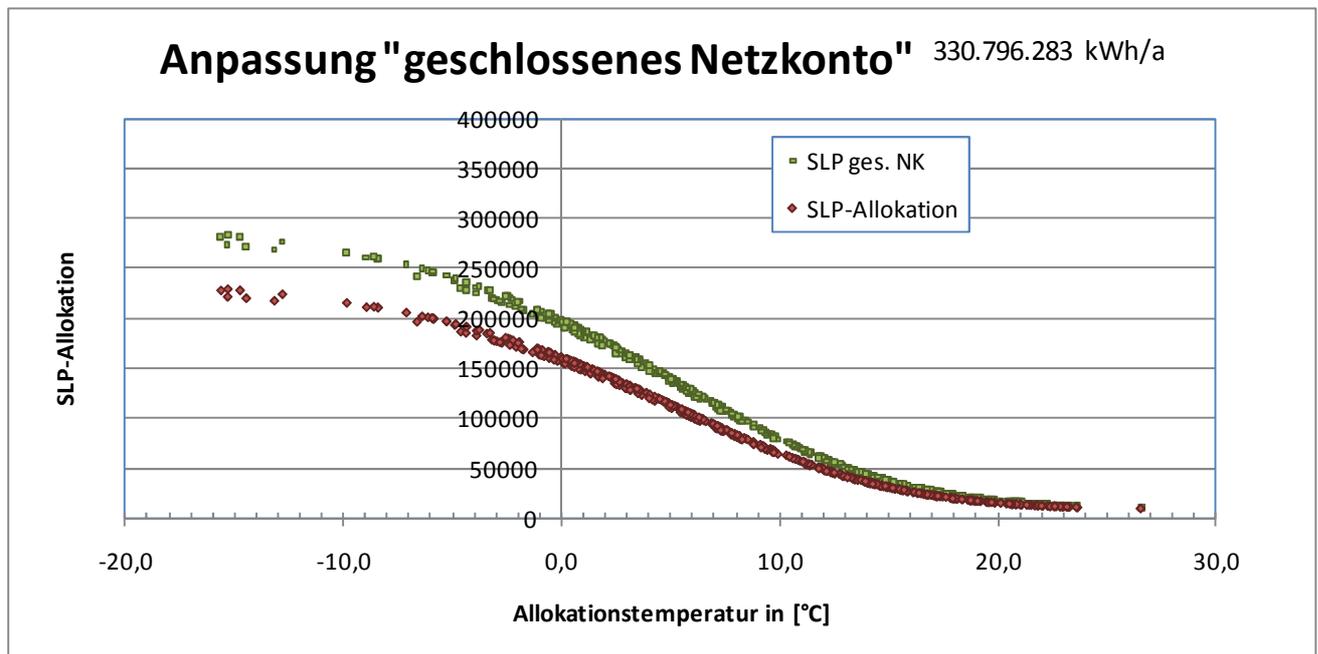


Abbildung 16 Anpassung geschlossenes Netzkonto

5.1.2 Prüfung von Kundenwerten

Eine wichtige Überprüfung des Netzbetreibers besteht in der regelmäßigen Kontrolle der Kundenwerte. Die Verfahren hierzu werden unter 5.2 beschrieben. Im Standardprozess ist vorgesehen, dass der Netzbetreiber nach jeder Ablesung von Zählerständen und der anschließenden Ermittlung von abrechnungsrelevanten Verbrauchswerten, auch eine Mehr-/Mindermengenermittlung durchführt. Nach Abschluss dieser Prozesse werden die Kundenwerte mit Hilfe der jüngst abgelesenen Verbrauchswerte ermittelt. Dasselbe gilt für sämtliche Veränderungen der Profilausprägungen nacheiner Als-Ob-Allokation.

5.1.3 Prognosetemperatur

Untersuchung zur Prognosetemperatur

Eine Prüfung der Prognosetemperatur wird empfohlen, da davon ausgegangen wird, dass bei einer verbesserten Temperaturprognose die prognostizierte Menge eher der tatsächlich ausgespeisten Menge für Lastprofile entspricht.

Hierzu kann grundlegend festgestellt werden, dass die Genauigkeit einer Temperaturprognose umso besser ist, je näher der Prognosezeitpunkt am Realisationszeitpunkt (Ist-Temperatur) liegt.

Zudem sollte selbstverständlich für die SLP-Ausspeisepunkte eine repräsentative Temperaturmessstation gewählt werden, die den tatsächlichen Temperaturverlauf des Netzgebietes möglichst genau wiedergibt. Demgegenüber ist abzuwägen, dass jede weitere Temperaturmessstation die Komplexität der bereitzustellenden Daten nicht unerheblich erhöht.

Für Untersuchungen sind die Abweichungen zwischen der Prognose- von der Ist-Temperatur auf Tagesbasis zu bilden und je nach Betrachtung die vorzeichenbehafteten oder die Absolutwerte gemäß nachfolgender Formeln heranzuziehen:

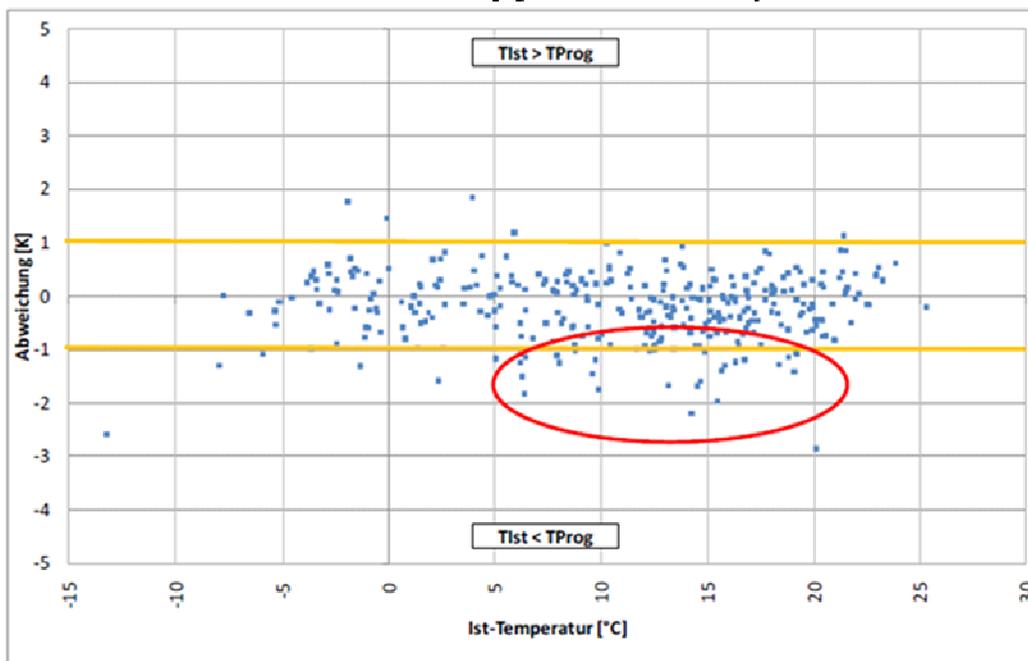
$$\Delta T^{\pm} = [T^{Prog} - T^{IST}]_{t_1}^{t_2}$$

$$\Delta T^{abs.} = |T^{Prog} - T^{IST}|_{t_1}^{t_2}$$

$t_1, t_2 \triangleq$ Betrachtungszeitpunkt von t_1 bis t_2

In der Regel sollten in Langzeitbetrachtungen die mittleren Abweichungen der Prognosetemperatur ΔT^{abs} (bei einem 24 h Vorlauf) zur Ist-Temperatur kleiner 1 °K liegen.

Beurteilung der Abweichung hinsichtlich der Temperatur April 2009 – Dezember 2009 in Abhängigkeit von der Temperatur



¹ Prognosetemperatur erst ab April 2009 vorhanden.

- Abweichungen größer als 1 Kelvin zwischen Ist- und Prognosetemperatur treten im Temperaturbereich 5 bis 20 °C häufiger auf (rote Markierung). Dies hat besondere Bedeutung für die Allokationsgüte, da in diesem Bereich Prognosefehler zu großen Effekten beim h-Wert führen

Abbildung 17 Analyse der Temperaturdaten

Die Prognosegüte bei der Temperatur hängt u. a. von örtlichen Gegebenheiten und dem Standort der Temperaturmessstelle ab. Temperaturprognosen mit Abweichungen größer als 2°C sind dabei an wenigen Tagen im Jahr möglich, insbesondere bei unvorhergesehenen Änderungen der Wetterlage oder bei Temperaturstürzen. Darüber hinaus sollte bei Feststel-

lung größere Abweichungen zwischen der Prognose- und der Ist-Temperatur die verwendete Temperaturmessstation einer Prüfung unterzogen oder mit dem Wetterdienstleister nach Verbesserungsmöglichkeiten gesucht werden.

Geometrische Temperaturreihe oder einfache Tagesmitteltemperatur

Der Netzbetreiber sollte untersuchen, ob die Anwendung der geometrischen Reihe, die in der Regel Temperaturschwankungen ausgleicht, für die Tagesprognosetemperatur eine höhere Korrelation zwischen Temperatur und Gasabsatz erzielt, als bei Verwendung der einfachen Prognosetemperatur. Hierbei kann festgehalten werden, dass die Korrelation umso höher ist, desto geringer die Streuung der Restlastpunktwolke ist.

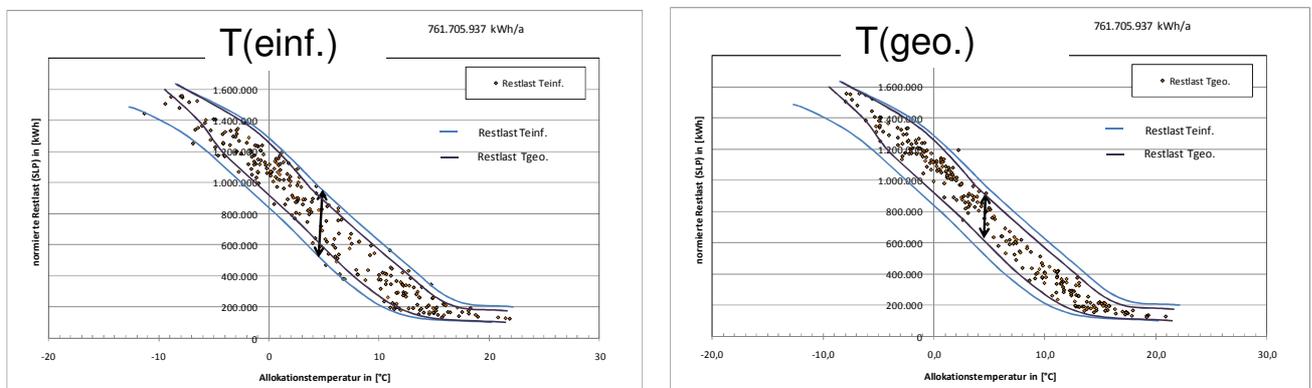


Abbildung 18 Vergleichende Darstellung geometrische Reihe zur einfachen Tagesmitteltemperatur

Übergangsmonate

Besonders in den Übergangsmonaten im Frühjahr und Herbst führt die Abbildung des Gasverbrauches mit einer Temperaturfunktion zu größeren Abweichungen. Bisher konnte aber noch kein statistisch abgesicherter Beleg erbracht werden, dass mit einer Modifizierung im Verfahren, eine weitere Verbesserung erzielt wird. Untersuchungen im Rahmen des BDEW/VKU-Projektes Netzkontenanalyse 2010 haben belegt, dass die Abweichungen in Übergangszeiten zur Sigmoidfunktion nach oben aber ebenso häufig nach unten auftreten. Daraus wird geschlussfolgert, dass im Mittel für ganz Deutschland die Sigmoidfunktion das Verhalten in den Übergangsmonaten hinreichend gut abbildet. Zur Veranschaulichung können beispielsweise die Werte der Restlast in verschiedenen Farben dargestellt werden. In Abbildung 19 ist zu erkennen, dass Farbhäufungen typischerweise im Sommer und im Winter auftreten. In den Übergangszeiträumen (Frühling und Herbst) sind die Farbhäufungen breiter gestreut.

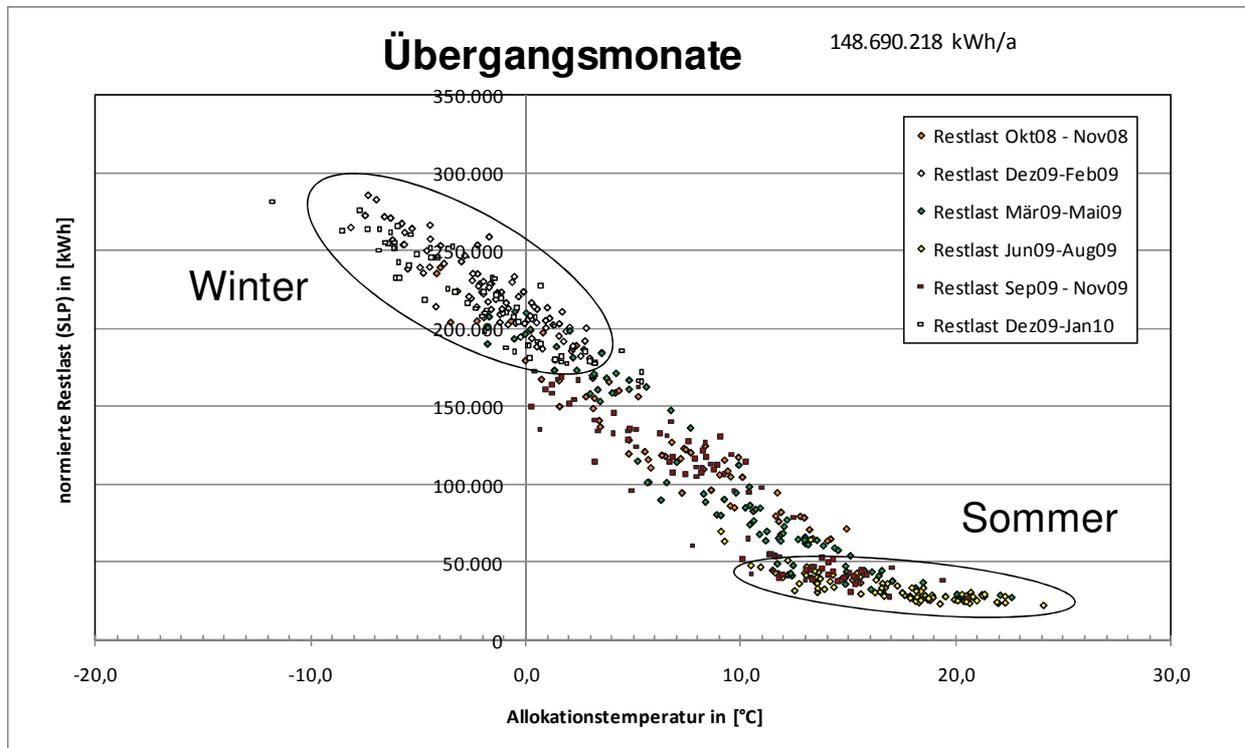


Abbildung 19 Darstellung der Restlastpunktewolke in den Übergangsmonaten

5.2 Sicherstellung der (Allokations-) Datenqualität und –bereitstellung

Kontrolle der Summen Kundenwerte

Die Kundenwerte aller allokationsrelevanten Anlagen sind als Stammdaten im Prozess der Marktkommunikation zwischen Netzbetreiber und Lieferant auszutauschen. Dabei sind auf den Bestandslisten die jedem Letztverbraucher zugewiesenen Kundenwerte einzeln aufzuführen. Diese Werte stammen aus dem System des Netzbetreibers und sollten exakt die Basis für die Berechnung der täglichen Verbrauchsmengen (SLP-Allokationswerte) in den betreffenden Monat sein. Da der Kundenwert für gleichartige Abnahmestellen, d. h. gleicher Lastprofil-Typ inkl. Ausprägung, gleiche Temperaturmessstation für die Prognosedaten sowie gleicher Feiertagskalender einen aggregierbaren Wert darstellt, lässt sich die Berechnung der SLP Mengen auf mehrfachen Wegen erzielen. Die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen wird vereinfacht, wenn die SLP-Allokationswerte auf Einzelkundenbasis berechnet und in einer Datenbank abgelegt werden. Daher wird empfohlen, bei Systemupdates oder Neueinführung von Systemen zur Erhöhung der Transparenz eine einzelkundenscharfe Allokation vorzusehen.

Im Rahmen einer Kontrolle kann eine Summenbildung bei den Kundenwerten einen wertvollen Beitrag liefern. Dabei ist eine Betrachtung auf verschiedenen Aggregationsstufen möglich. Eine Aggregation nur über absolut gleichartige Merkmale stellt die genaueste Kontrollmöglichkeit dar, ist aber wegen der hohen Anzahl an Aggregaten aufwendiger in der Kontrolle.

Eine hohe Aggregation von Kundenwerten ohne Beachtung der weiteren SLP-Merkmale⁴ kann als Schnellprüfung gute Dienste erbringen, hilft aber bei Abweichungen zur weiteren Fehlerrückmeldung nur bedingt weiter. Je nach Güte der Prozesse beim Netzbetreiber zur Bildung der SLP-Allokationsdaten muss der Netzbetreiber selbst entscheiden, auf welcher Stufe er eine Kontrolle durchführt.

Tabelle 11 Aggregationstiefe der Kundenwertkontrolle

Aggregationstiefe	Summe Kundenwert
hohe Aggregation	über alle SLP-Ausspeisestellen
↓	nach SLP-Typen (nur Haushalt- oder Gewerbeprofil)
	nach SLP-Typen ⁽¹⁾
	nach SLP-Typen und Ausprägung ⁽²⁾
	nach SLP-Typen und Ausprägung und Temperaturmessstationen
hohe Detaillierung	nach SLP-Typen und Ausprägung und Temperaturmessstationen und Bilanzkreise

⁽¹⁾ bis zu 3 Haushaltsprofile und 11 Gewerbeprofile

⁽²⁾ bis zu 5 Ausprägungen (01, 02, 03, 04 und 05)

Neben der Summe Kundenwerte stellt auch die Anzahl der Letztverbraucher je Aggregat eine weitere, einfache Kontrollmöglichkeit dar.

Zur Prüfung empfiehlt es sich, diese Werte auf Monatsbasis zu ermitteln und diesen Wert mit Vormonaten im Bezug auf Veränderung zu vergleichen. Hierbei folgt der Vergleich der Grundannahme, dass die Anzahl und die Kundenwertsumme über alle Ausspeisestellen des Netzbetreibers von Monat zu Monat fast unverändert bleiben

Als Wertebasis können verschiedenste Datenabzüge die Grundlage bilden. Die Bestandsliste stellt dabei eine wichtige Datenbasis dar.

Im Folgenden ist beispielhaft eine Tabelle mit „Kundenwerten Gesamt“, d. h. alle Ausspeisestellen und zudem getrennt nach Haushalts- und Gewerbeprofilen dargestellt:

⁴ Die Aggregation von Kundenwerten auch über unterschiedliche SLP-Typen ist zu Kontrollzwecken gedacht. Kundenwerte von Entnahmestellen sind allerdings beim Wechsel von Lastprofileigenschaften nicht einfach übertragbar, sondern weichen je nach Lastprofileigenschaft geringfügig ab. Bei einem Wechsel von Lastprofileigenschaften ist daher eine Neuberechnung des Kundenwertes pro Entnahmestelle durchzuführen.

Tabelle 12 Plausibilisierung über aggregierte Kundenwerte

Summe Kundenwerte	Gesamt (alle SLP-Typen)	Haushalt (HEF, HMF und HKO)	Gewerbe (G/H/D)
Okt. 2010	1.200.345	880.564	319.781
Nov. 2010	1.200.340	880.745	319.595
Dez. 2010	1.400.651	880.633	520.018
Jan. 2011	1.200.270	880.633	319.637
Feb. 2011

Es ist zu vermuten, dass fehlerhafte Werte in der Tabelle **12** 13 im Dezember 2010 vorliegen. Die Differenzierung in die Untergruppe Haushalt und Gewerbe zeigt, dass die Ursache im Weiteren in der Gruppe der Gewerbepprofile zu suchen ist.

Als zweites Beispiel ist eine Tabelle in der die Aggregation auf SLP-Typ Ebene erfolgt aufgeführt. In dieser Tabelle ist noch keine Differenzierung nach der Ausprägung vorgenommen. Sollten in einem Netzgebiet mehrere Ausprägungsvarianten vorliegen, z.B. 03 und 04, empfiehlt es sich, diese ebenfalls mit zu erfassen.

Tabelle 13 Aggregation auf SLP-Typ Ebene

Summe Kundenwerte	HEF	HMF	HKO	GMK	GHA	GKO	GBD	GGA	GBH	GWA	GGB	GBA	GPD	GMF	GHD
Okt. 10															
Nov. 10															
Dez. 10															
...															

HEF: **Einfamilienhaus**

HKO: **Kochgas**

HMF: **Mehrfamilienhaus**

GMK: **Metall und Kfz.**

GWA: **Wäschereien, chem. Reinigungen**

GHA: **Einzel- und Großhandel**

GGB: **Gartenbau**

GKO: **Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Vers.**

GBA: **Backstube**

GBD: **sonst. betriebliche Dienstleistung**

GPD: **Papier und Druck**

GGA: **Gaststätten**

GMF: **haushaltsähnliche Gewerbebet.**

GBH: **Beherbergung**

GHD: **Summenlastprofil G/H/D**

5.3 Beurteilung der SLP Allokation und des Netzkontos

5.3.1 Netzkontosaldo 0, 1, und 2

Es werden verschiedene Netzkontosalden unterschieden, die in unterer Abbildung vereinfacht dargestellt sind.

Einspeisungen	Ausspeisungen
<p>nicht bilanzkreisrelevant</p> <ul style="list-style-type: none"> - Summe aller NKP zu vorgelagerten NB - evtl. Netzpufferentleerungen sofern gesondert vereinbart - Summe aller Rückspeisungen von nachgelagerten NB - Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen <p>bilanzkreisrelevant</p> <ul style="list-style-type: none"> - Speicherauspeisungen - (Mini-)MÜT oder GÜP-Einspeisungen - Biogaseinspeisungen 	<p>nicht bilanzkreisrelevant</p> <ul style="list-style-type: none"> - Summe aller NKP zu nachgelagerten NB - evtl. Netzpufferbefüllungen sofern gesondert vereinbart - Summe aller Rückspeisungen an vorgelagerte NB <p>bilanzkreisrelevant</p> <ul style="list-style-type: none"> - Speicherbefüllungen - (Mini-)MÜT oder GÜP-Ausspeisungen - SLP gemäß SLP-Verfahren - RLM wie allokiert
Summe Einspeisungen - Summe Ausspeisungen = Netzkontosaldo 0	
<p>Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mehr-/Mindemengen für SLP-Ausspeisepunkte - Mehr-/Mindemengen für RLM-Ausspeisepunkte - Netzverluste - Messungenauigkeiten - Inventardifferenzen im Netzpuffer - Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685 	
Netzkontosaldo 0 +/- RLM Mehr-/Mindermengen = Netzkontosaldo 1	
<p>Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mehr-/Mindemengen für SLP-Ausspeisepunkte - Netzverluste - Messungenauigkeiten - Inventardifferenzen im Netzpuffer - Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685 	
Netzkontosaldo 1 +/- SLP Mehr-/Mindermengen = Netzkontosaldo 2	
<p>Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Netzverluste - Messungenauigkeiten - Inventardifferenzen im Netzpuffer - Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685 	

Abbildung 20 Berechnung des Netzkontosaldos

5.3.2 Bewertung von Netzkonten mittels Kennzahlen und Diagrammen

Um den Einsatz von Regelenergie mittels einer Verbesserung der SLP-Allokationsgüte zu vermindern, wurde auf Anregung der BNetzA in den Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Bilanzkreismanagement Gas“ (Abschnitt 11) ein Monitoring- und Abrechnungssystem für Netzkonten aufgenommen.

Die monatliche Abrechnung der Netzkonten wird als Abschlagszahlung auf eine zukünftige Mehr-/Mindermengenabrechnung berücksichtigt. Jeder MGW betreibt ein für die in seinem Marktgebiet befindlichen Netzbetreiber zugängliches Onlineportal. In diesem Onlineportal stellt der MGW alle verarbeiteten Allokationsdaten und NKP-Zeitreihen auf stündlicher Basis dem jeweiligen Netzbetreiber zur Einsicht und zum Download zur Verfügung.

Zur Beurteilung der im Netzkonto im Rahmen der internen Unternehmensinformation gesammelten Zahlenreihen müssen Kennzahlen gebildet werden, die eine Beurteilung der Qualität der SLP Allokation bzw. des Netzkontos ermöglichen. Mit der Bildung und Kontrolle dieser Kennzahlen hat der ANB ein Instrument zeitnah seine Allokationsgüte kontinuierlich (monatlich, wöchentlich, täglich) zu überwachen. Im Idealfall schwankt diese Kennzahl statistisch verteilt um den Nullwert. Bei erheblichen Abweichungen ist der Netzbetreiber verpflichtet, geeignete Maßnahmen (siehe dazu BDEW-Checkliste mit Fragen zur Überprüfung der SLP-Allokationsqualität) zum Gegensteuern zu ergreifen, um den Regelenergiebedarf seines Netzgebietes zu minimieren (§ 24 Abs. 3 GasNZV).

Dabei haben sich zwei Kennzahlen als aussagekräftig erwiesen:

- 1) Relativer, kumulierter Netzkontenstand (Betrachtungszeitraum Monat oder Jahr)

$$\text{kumuliertes Netzkonto}_{\text{rel.}} = \frac{\sum \text{Restlast} - \sum \text{SLP}_{\text{Allokation}}}{\sum \text{SLP}_{\text{Allokation}}}$$

- 2) Relative, positive/negative Netzkontenabweichung (Betrachtungszeitraum Monat oder Jahr)

- a) positive Netzkontenabweichung_{rel.} = $\frac{\sum (\{\text{Restlast} - \text{SLP}_{\text{Allokation}}\} > 0)}{\sum \text{SLP}_{\text{Allokation}}}$

bzw.

- b) negative Netzkontenabweichung_{rel.} = $\frac{\sum (\{\text{Restlast} - \text{SLP}_{\text{Allokation}}\} < 0)}{\sum \text{SLP}_{\text{Allokation}}}$

Aufgrund der Systematik der Netzkontenabrechnung (Leitfaden „Geschäftsprozesse Bilanzkreismanagement Gas, Abschnitt 11) wurden die Formen für die Kennzahlen der internen

Unternehmensinformation entsprechend auf die Formeln der Netzkontenabrechnung angepasst.

Der Betrachtungszeitraum für die aufgezeigten Kennzahlen ist dabei, je nach Untersuchungsziel, auf Monats- oder Jahresbasis zu beziehen.

Das Netzkonto dient in erster Linie zur Erfassung der zuvor beschriebenen Differenzmengen eines Netzes und ist daher zur Kontrolle der Güte der SLP-Allokationsdaten heranzuziehen.

Eine graphische Darstellung wie in folgender Abbildung 21 und der ZDM- und TAR Diagramme (siehe Abschnitt 5.1.1) erleichtern dabei die Analysen.

Netzkontos:

Beurteilung des Netzkontos

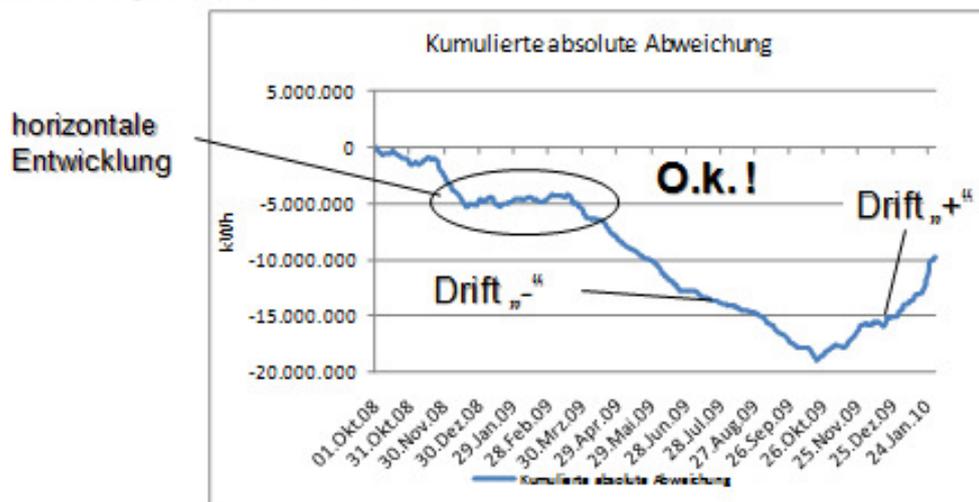


Abbildung 21 Beurteilung des Netzkontos

Der kumulierte Netzkontostand gibt eine Aussage zu den voraussichtlich zu erwartenden Mehr-/Minderungen des Ausspeisenetzbetreibers im Betrachtungszeitraum. Ergibt sich eine negative Netzkontodifferenz wird von Überallokation oder zu hoch allokierten SLP-Werten gesprochen. Bei einer positiven Netzkontodifferenz wird hingegen von Unterallokation gesprochen. Auf die Aussagen der ZDM- und TAR Diagramme wurde bereits ausführlich in dem Kapitel 5.1.1.1 eingegangen.

5.3.3 Abrechnung von Netzkonten

Die Abrechnung von Netzkonten erfolgt gemäß BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Bilanzkreismanagement Gas“. In diesem ist das Abrechnungs-, Melde- und Veröffentlichungssystem detailliert beschrieben.

Literaturverzeichnis

- [GABi08] BNetzA, Festlegung zum Standardangebot für Regel- und Ausgleichsenergieleistungen bei Gas vom 28. Mai 2008.
- [GABi10] Mitteilung Nr. 4 zum Beschluss BK7-08-002 (GABi Gas) vom 24.03.2010
- [P 2006/8] BGW Praxisinformation P 2006/8 Gastransport/Betriebswirtschaft, Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden, Bonn, 2006.
- [P 2007/13] BGW Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft, Abwicklung von Standardlastprofilen
- [P 2008/18] BDEW Praxisinformation P 2008/18 Energienetze, Bilanzkreismanagement Gas
- [P 2009/19] BDEW Praxisinformation P 2009/19 Abwicklung von Standardlastprofilen
- [GasNZV] Verordnung zum Zugang bei Gasversorgungsnetzen, BMWi, Sept. 2010.
- [KoV 2008] Kooperationsvereinbarung, Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Stand 01.10.2008.
- [KoV 2011] Kooperationsvereinbarung Gas IV, Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Stand 01.10.2011.
- [G2000] Technische Regel Arbeitsblatt G 2000, Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze; DVGW, Juli 2009

Anlage 1 Ermittlung des Kundenwertes

Der Kundenwert (KW) ist eine für jeden SLP-Ausspeisepunkt individuelle und zeitraumbezogene Größe. In der Anwendung des Lastprofilverfahrens wird er benötigt, um für einen Tag D mit der Temperatur ϑ_D den Tagesverbrauch Q_D für diesen SLP-Ausspeisepunkt unter Verwendung der zugehörigen Lastprofilfunktion zu berechnen.

Bei der Ermittlung des Kundenwertes kann nach zwei verschiedenen Berechnungsschemata vorgegangen, differenziert nach Gewerbe, Kochgas und Heizgas, werden. Im Falle der SLP-Ausspeisepunkte bei Haushaltskunden entfällt der für die verschiedenen Wochentage variierende F-Faktor, da dieser nach TU München-System stets 1 ist. Im Folgenden wird an je einem Beispiel für Haushalt, Gewerbe und einen Kochgaskunden die Ermittlung des Kundenwertes dargestellt.

A) Beispiel für die Ermittlung des Kundenwertes im Heizgasbereich

Der Kundenwert eines SLP-Ausspeisepunktes ist für einen bestimmten Verbrauchszeitraum (Zeitraum zwischen zwei Ablesungen) konstant. Folgende Eingangsdaten sind im Heizgasbereich erforderlich, um den Kundenwert zu berechnen:

- ▶ Zeitraum des Verbrauchs (N Tage)
- ▶ Verbrauchswert (Q_N) für diesen Zeitraum
- ▶ Zeitreihe der Tagesmitteltemperaturen für diesen Zeitraum⁵
- ▶ Zu verwendende Lastprofilfunktion

Es gilt dann:

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_i^N h(\vartheta_{D_i})}$$

Diese Berechnung soll im Folgenden an Hand eines Beispiels gezeigt werden.

Gegeben sind folgende Informationen:

⁵ Es wird empfohlen hier die geometrische Reihe zu verwenden.

Tabelle 14 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Heizgasbereich
benötigte Informationen des Ausspeisepunktes

Endverbrauchsstelle:	Einfamilienhaus, Standort Nordrhein-Westfalen	
Beginn Verbrauchszeitraum:	23. September 2004	
Ende Verbrauchszeitraum:	9. Oktober 2005	
Ermittelter Verbrauch:	23.185 kWh	
Temperaturmessstelle:	A-Dorf	
Zugeordnete Lastprofilfunktion:	Klasse 3, EFHo, v=0,72 ("N13")	
Lastprofilparameter:	A =	3,0553842
	B =	-37,1836374
	C =	5,6810825
	D' =	0,0821966

Die Lastprofilfunktion bekommt damit für diese Kundenstelle folgende Darstellung:

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

$$h(\vartheta) = \frac{3,0553842}{1 + \left(\frac{-37,1836374}{\vartheta - 40} \right)^{5,6810825}} + 0,0821966$$

Im nächsten Schritt sind für die betroffene Temperaturmessstelle die Temperaturdaten für den betrachteten Zeitraum zu beschaffen.

Für jeden Tag des betrachteten Zeitraums wird anschließend mit der zugehörigen Temperatur⁶ als Eingangsgröße der Lastprofilfunktionswert $h(\vartheta)$ berechnet. Anschließend werden diese einzelnen Funktionswerte aufsummiert.

⁶ Es wird empfohlen hier die geometrische Reihe zu verwenden.

Tabelle 15 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen

Datum	Temperatur (geometrische Reihe)	$h(\vartheta)$
23.09.2004	12,16	0,576897233
24.09.2004	11,67	0,619381875
25.09.2004	12,00	0,590544239
26.09.2004	14,44	0,406869849
27.09.2004	15,43	0,347266822
28.09.2004	15,63	0,336240092
29.09.2004	10,99	0,681668274
...
06.10.2005	13,11	0,500464085
07.10.2005	13,23	0,491375457
08.10.2005	13,78	0,451355418
09.10.2005	12,74	0,529290008
	Summe $h(\vartheta)$	329,5810012

Mit dem bekannten Gesamtverbrauch lässt sich jetzt entsprechend eingangs genannter Formel der Kundenwert für diesen SLP-Ausspeisepunkt bestimmen.

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_i^N h(\vartheta_{D_i})} = \frac{23.185 \text{ kWh}}{329,5810012} = 70,3469 \text{ kWh}$$

B) Beispiel für die Ermittlung des Kundenwertes im Gewerbebereich

Folgende Eingangsdaten sind im Gewerbebereich erforderlich, um den Kundenwert zu berechnen:

- Zeitraum des Verbrauchs (N Tage)
- Verbrauchswert (Q_N) für diesen Zeitraum
- Zeitreihe der Tagesmitteltemperaturen für diesen Zeitraum⁷
- zu verwendende Lastprofilfunktion
- zu verwendende Wochentagsfaktoren

Es gilt dann:

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_{i=1}^N (F(D_i) \cdot h(\vartheta_{D_i}))}$$

Diese Berechnung soll im Folgenden anhand eines Beispiels gezeigt werden.

Gegeben sind folgende Informationen:

Tabelle 16 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwertes – Gewerbebereich
benötigte Informationen des Ausspeisepunktes

Endverbrauchsstelle:	Supermarkt, Würzburg	
Beginn Verbrauchszeitraum:	23. September 2005	
Ende Verbrauchszeitraum:	5. Oktober 2006	
Ermittelter Verbrauch:	223.185 kWh	
Temperaturmessstelle:	Würzburg	
Zugeordnete Lastprofilfunktion:	DE_GHA03 ("HA3")	
Lastprofilparameter:	A =	3,5811214
	B =	-36,9650065
	C =	7,2256947
	D' =	0,0448416

⁷ Es wird empfohlen hier die geometrische Reihe zu verwenden.

Die Lastprofilfunktion bekommt damit für diesen Ausspeisepunkt folgende Darstellung:

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^c} + D', \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

$$h(\vartheta) = \frac{3,0553842}{1 + \left(\frac{-36,9650065}{\vartheta - 40} \right)^{7,2256947}} + 0,0448416$$

Im nächsten Schritt sind für die betroffene Temperaturmessstelle die Temperaturdaten für den betrachteten Zeitraum zu beschaffen. Für jeden Tag des betrachteten Zeitraums wird anschließend mit der zugehörigen Temperatur⁸ als Eingangsgröße der Lastprofilfunktionwert $h(\vartheta)$ berechnet. Anschließend werden die resultierenden Produkte aus den einzelnen Funktionswerten mit den jeweiligen Wochentagsfaktoren aufsummiert.

⁸ Es wird empfohlen hier die geometrische Reihe zu verwenden.

Tabelle 17 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen unter Berücksichtigung der Wochentagsfaktoren

n	Datum	Temp. ϑ (geom. R.)	$h(\vartheta)$	D	$F(D)$	$h(\vartheta) \cdot F(D)$
1	Fr. 23.09.2005	14,7 °C	0,262102	Fr	1,0253	0,268730
2	Sa. 24.09.2005	15,3 °C	0,229292	Sa	0,9675	0,221839
3	So. 25.09.2005	15,3 °C	0,229292	So	0,8934	0,204859
4	Mo. 26.09.2005	14,3 °C	0,286419	Mo	1,0358	0,296686
5	Di. 27.09.2005	15,0 °C	0,245164	Di	1,0232	0,250843
6	Mi. 28.09.2005	14,3 °C	0,286419	Mi	1,0252	0,293644
...
375	Mo. 02.10.2006	14,3 °C	0,286419	Mo	1,0358	0,296686
376	Di. 03.10.2006	13,1 °C	0,372158	„So“	0,8934	0,332502
377	Mi. 04.10.2006	11,9 °C	0,478803	Mi	1,0252	0,490880
378	Do. 05.10.2006	11,3 °C	0,540470	Do	1,0295	0,556433
379	Fr. 06.10.2006	12,6 °C	0,413944	Fr	1,0253	0,424412
Summe $h(\vartheta) \cdot F(D) =$						397,7274

Mit dem bekannten Gesamtverbrauch lässt sich jetzt entsprechend eingangs genannter Formel der Kundenwert für diesen Letztverbraucher bestimmen. Der Kundenwert wird auf 4 Nachkommastellen gerundet.

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_{i=1}^N (h(\vartheta_{D_i}) \cdot F(D_i))} = \frac{223.185kWh}{397,7274} = 561,1507kWh$$

C) Beispiel für die Ermittlung des Kundenwertes im Kochgasbereich

Die Berechnung des Kundenwertes erfolgt analog der Berechnung des Kundenwertes im Haushaltskundenbereich.

Tabelle 18 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwertes – Kochgas benötigte Informationen des Ausspeisepunktes

Endverbrauchsstelle:	Kochgaskunde, bundesweit gültige Parameter	
Beginn Verbrauchszeitraum:	23. September 2009	
Ende Verbrauchszeitraum:	9. Oktober 2010	
Ermittelter Verbrauch:	958 kWh	
Temperaturmessstelle:	A-Dorf	
Zugeordnete Lastprofilfunktion:	DE HKO	
Lastprofilparameter:	A =	0,4040932
	B =	-24,4392968
	C =	6,5718175
	D' =	0,71077105

Die Lastprofilfunktion bekommt damit für diese Kundenstelle folgende Darstellung:

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

$$h(\vartheta) = \frac{0,4040932}{1 + \left(\frac{-24,4392968}{\vartheta - 40}\right)^{6,5718175}} + 0,71077105$$

Im nächsten Schritt sind für die betroffene Temperaturmessstelle die Temperaturdaten für den betrachteten Zeitraum zu beschaffen.

Für jeden Tag des betrachteten Zeitraums wird anschließend mit der zugehörigen Temperatur⁹ als Eingangsgröße, der Lastprofilfunktionswert $h(\vartheta)$ berechnet. Anschließend werden diese einzelnen Funktionswerte aufsummiert.

⁹ Es wird empfohlen, hier die geometrische Reihe zu verwenden.

Tabelle 19 Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen

Datum	Temperatur (geometrische Reihe)	h(ϑ)
23.09.2009	12,16	0,99438920
24.09.2009	11,67	1,00385518
25.09.2009	12,00	0,99754930
26.09.2009	14,44	0,94237124
27.09.2009	15,43	0,91635845
28.09.2009	15,63	0,91093255
29.09.2009	10,99	1,01595610
...
06.10.2010	13,11	0,974255834
07.10.2010	13,23	0,971549098
08.10.2010	13,78	0,958696441
09.10.2010	12,74	0,982373534
	Summe h(ϑ)	379,356309104

Mit dem bekannten Gesamtverbrauch lässt sich jetzt entsprechend eingangs genannter Formel der Kundenwert für diesen SLP-Ausspeisepunkt bestimmen.

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_i^N h(\vartheta_{D_i})} = \frac{958kWh}{379,3563091} = 2,5253 kWh$$

Anlage 2 Nomenklatur

Anlage 2a Nomenklatur für Standardlastprofile 2006

Die nachfolgende ausführliche Nomenklatur wurde im Rahmen der Entwicklung der SLP verwendet und ist in vielen Verbrauchsabrechnungssystemen / EDM-Systemen so hinterlegt. Die Nomenklatur beruht auf Abkürzungen der Langbezeichnungen und ist daher gut einprägsam. Die im Rahmen des Datenaustausches zu verwendenden Codes sind dem EDI@Energy-Dokument "Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München für den deutschen Gasmarkt" in der jeweils gültigen Version zu entnehmen.

Um eine einfache Verständigung über die Standard-Lastprofile zu ermöglichen, bietet es sich an, eine eigenständige Nomenklatur unter Verwendung von Abkürzungen einzuführen. Die Nomenklatur für die Standard-Lastprofile Gas für Letztverbraucher ist wie folgt aufgebaut:

1. Zwei Stellen: Landeskennung

(zwei Buchstaben)

„leer“	falls eindeutig bzw. nicht benötigt
DE	Deutschland

bzw. Bundeslandkennung,

BW	Baden-Württemberg	NI	Niedersachsen
BY	Bayern	NW	Nordrhein-Westfalen
BE	Berlin	RP	Rheinland-Pfalz
BB	Brandenburg	SL	Saarland
HB	Bremen	SN	Sachsen
HH	Hamburg	ST	Sachsen-Anhalt
HE	Hessen	SH	Schleswig-Holstein
MV	Mecklenb.-Vorpommern	TH	Thüringen

2. Eine Stelle: Kennzeichnung der Energieart

(ein Buchstabe)

„leer“	falls eindeutig bzw. nicht benötigt
G	Gas
S	Strom

3. Drei Stellen: Kennzeichnung der Lastprofilkategorie

(drei Buchstaben)

	1. Buchstabe für die Gruppe von Letztverbrauchern
H xx	Haushalt
H EF	„Einfamilienhaus“

H MF	„Mehrfamilienhaus“
H KO	„Kochgas“
G xx	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
G KO	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versicherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“
G MK	„Metall und KFZ“
G HA	„Einzel- und Großhandel“
G BD	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
G GA	„Gaststätten“
G BH	„Beherbergung“
G BA	„Bäckerei und Konditorei“
G WA	„Wäscherei“
G GB	„Gartenbau“
G PD	„Papier und Druck“
G MF	„haushaltsähnliche Gewerbebetriebe“
G HD	„Summenlastprofil Gewerbe/Handel/Dienstleistung“

4. Eine Zahl:

(zwei Ziffern)

Kennzeichnung der Ausprägung des Lastprofils

	Klartext- bezeichnung	Prozessgas- / Heizgasanteil
01	„- -“	hoher Prozessgasanteil
02	„ -“	
03	„ o“	mittlerer Heizgasanteil
04	„ +“	erhöhter Heizgasanteil (Regelprofil)
05	„+ +“	hoher Heizgasanteil

Mit aufsteigenden Zahlen nimmt die Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs zu und der Anteil des Prozessgases ab.

Übersicht zur Nomenklatur

aller zur Anwendung empfohlenen Standard-Lastprofile im **Haushaltsbereich**:

Landes-	Energieart-	Lastprofil-	Aus-	Klartext-
---------	-------------	-------------	------	-----------

kennung	kennung ¹⁰	Kategorie	prägung	bezeichnung
2 Buch- staben	1 Buch- stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Kategorie
DE		H EF	03	„Einfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE		H EF	04	„Einfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE		H EF	05	„Einfamilienhaus“ – hoher Heizgasanteil
DE		H MF	03	„Mehrfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE		H MF	04	„Mehrfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE		H MF	05	„Mehrfamilienhaus“ – hoher Heizgasanteil
DE		H KO	03	„Kochgas“

¹⁰ Energieartkennung hier nicht verwendet, daher „_“ bzw. „leer“

aller zur Anwendung empfohlenen Standard-Lastprofile im **Gewerbebereich** mit der Ausprägung erhöhter Heizgasanteil bzw. „+“:

Landes- kennung ¹¹	Energieart- kennung ¹²	Lastprofil- Kategorie	Aus- prägung	Klartext- bezeichnung
2 Buch- staben	1 Buch- stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Lastprofilbezeichnung
		G KO	04	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versicherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“ – normal
		G MK	04	„Metall und KFZ“
		G HA	04	„Einzel- und Großhandel“
		G BD	04	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
		G BH	04	„Beherbergung“
		G GA	04	„Gaststätten“
		G BA	04	„Bäckerei und Konditorei“
		G WA	04	„Wäscherei“
		G GB	04	„Gartenbau“
		G PD	04	„Papier und Druck“
		G MF	04	„haushaltsähnliche Gewerbebetriebe“

¹¹ Landeskennung hier nicht verwendet, daher „leer“

¹² Energieartkennung hier nicht verwendet, daher „_“ bzw. „leer“

Anlage 2b Kurznomenklatur

Da die Bezeichnung des einem Letztverbraucher zugeordneten Standardlastprofils im Rahmen des elektronischen Datenaustauschs (EDIFACT bzw. UTILMD) in einem maximal dreistelligen Datenelement übermittelt wird, ist jeder im voranstehenden Kapitel aufgeführte, entsprechend der Standardlastprofil-Nomenklatur erfolgte Bezeichnung ein dreistelliger alphanumerischer Code zu zuordnen. Diese Zuordnung ist im EDI@Energy-Dokument "Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München für den deutschen Gasmarkt" in der jeweils gültigen Version zu entnehmen (siehe hierzu www.edi-energy.de).

Anlage 3 Kalender für Feiertage

Berücksichtigung von Feiertagen und Wochentagsabhängigkeit

Eine Berücksichtigung der gesetzlichen Feiertage auf Bundesrepublikebene wird bei der Anwendung des Lastprofilverfahrens Gas im Gewerbebereich (G/H/D) für sachgerecht erachtet, der Netzbetreiber kann darüber hinaus auch bundeslandspezifische Feiertage verwenden. Zur Vereinheitlichung der Vorgehensweise und zur Erleichterung der Handhabbarkeit für Transportkunden wird empfohlen, **bundesweit einheitliche Feiertage** zu berücksichtigen. Dadurch reduziert sich die Anzahl der zu berücksichtigenden Feiertage und eine standardisierte Anwendung des Lastprofilverfahrens wird für die Transportkunden und die Netzbetreiber erleichtert. Die zu berücksichtigenden Feiertage sowie die empfohlene Behandlung sind in der folgenden Tabelle „Kalender für Feiertage“ dargestellt.

Bei den Lastprofilen im Gewerbebereich (G/H/D) hat sich aus den Untersuchungen der TU München eine Wochentagsabhängigkeit im Gasverbrauch feststellen lassen, die im Lastprofil über einen separaten Wochentagsfaktor berücksichtigt wird. Feiertage wurden bei den Untersuchungen der TU München zu den Lastprofilen nicht gesondert untersucht, da hierzu unter anderem keine ausreichende Datenbasis vorhanden war. Daher wird hier vereinfachend angenommen, dass das Abnahmeverhalten an Feiertagen dem Verhalten an Sonntagen am ehesten entsprechen wird.

Aus den Untersuchungen der TU München für die Lastprofile im Haushaltsbereich (HEF und HMF sowie HKO) wurde keine Wochentagsabhängigkeit festgestellt.

Tabelle 20 Liste der bundesweiten Feiertage

Tag	Datum	Kalendarischer Wochentag	Empfohlener Wochentag für den Wochentagsfaktor
Neujahr	01.01.	Mo. – So.	So.
Karfreitag		Fr.	So.
Ostermontag		Mo.	So.
Christi Himmelfahrt		Do.	So.
Pfingstmontag		Mo.	So.
Maifeiertag	01.05.	Mo. – So.	So.
Tag der Dt. Einheit	03.10.	Mo. – So.	So.
1. Weihnachtstag	25.12.	Mo. – So.	So.
2. Weihnachtstag	26.12.	Mo. – So.	So.

Alle anderen bundeslandspezifischen gesetzlichen Feiertage oder regionale Feiertage sowie Sondertage sind hier nicht berücksichtigt.

Anlage 4 Behandlung der Sommer-/Winterzeit Umstellung

Es ist vorgesehen, dass die Berechnung der Allokation und sonstige Zeitangaben für die Abwicklung von Transporten im Gasbereich in Deutschland auf der **gesetzlichen Zeit** beruhen. Die Umstellung von Sommer- auf Winterzeit und zurück betrifft im Rahmen der Transportabwicklung mit Standardlastprofilen zwei Prozesse. Zum Einen die Berechnung des Kundenwertes und zum Zweiten die Berechnungen im Rahmen der Allokation sowie der Nominierung.

Bei der Berechnung des Kundenwertes wird empfohlen, die Sommerzeit-/Winterzeit Umstellung in den Berechnungsroutinen zu vernachlässigen. Der hierbei entstehende Fehler ist sehr gering und gleicht sich bei Betrachtungszeiträumen, die den Umstell- und Rückstellzeitpunkt umfassen, bis auf evtl. Differenzen in den Tagestemperaturen der beiden Tage, wieder aus.

Für die Regelungen zur Allokation bzw. Nominierung stehen zwei Alternativen zur Verfügung. Zu beachten ist, dass die Berechnung der Allokation im Gassektor jeweils für den Gastag erfolgt. Daher ist die Zeitumstellung in den Werten für den Samstag vor der Umstellung zu berücksichtigen. Die analoge Verfahrensweise ist bei der Ausspeisenetzbilanzierung zur Ermittlung der Ein- und Ausspeisedifferenzen anzuwenden.

Nach der technischen Regel G 2000 „Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze“ des DVGW ergibt sich für die beiden Zeitumstellungen folgendes Vorgehen:

- Umstellung von MEZ -> MESZ (letzter Sonntag im März): Der für die Stunde 2:00 Uhr erzeugte Wert für SLP wird weggelassen. Die Tagesmenge umfasst 23 Stundenwerte.
- Umstellung MESZ -> MEZ (letzter Sonntag im Oktober): Der für die Stunde 02:00 Uhr erzeugte Wert für SLP wird gedoppelt. Die Tagesmenge umfasst 25 Stundenwerte.

Im Rahmen der Tagesbilanzierung von Lastprofilen kann zudem auch folgendes Verfahren genutzt werden:

- Umstellung von MEZ -> MESZ (letzter Sonntag im März)

Der zu allozierende Tageswert ergibt sich aus der Division des Tageswertes durch 24 Stunden multipliziert mit 23. Das Ergebnis der Division wird nicht gerundet. Die korrigierte Allokation wird auf vier Nachkommastellen gerundet ($1 \cdot 10^{-4}$ kWh).

- Umstellung MESZ -> MEZ (letzter Sonntag im Oktober)

Der zu allozierende Tageswert ergibt sich aus der Division des Tageswertes durch 24 Stunden multipliziert mit 25. Das Ergebnis der Division wird nicht gerundet. Die korrigierte Allokation wird auf vier Nachkommastellen gerundet ($1 \cdot 10^{-4}$ kWh).

Die notwendigen Umrechnungen der Mengen an den Tagen der Zeitumstellung erfolgen ausschließlich durch den Ausspeisenetzbetreiber.

Sofern ein Ausspeisenetzbetreiber SLP-Stundenwerte übersendet, besteht zudem die Möglichkeit, um die Sommer-/Winterzeitumstellung korrigierte Stundenwertereihen an den MGV zu übergeben.

Anlage 5 Einheiten und Berechnungsgenauigkeiten

Im Folgenden werden Empfehlungen zur Genauigkeitsangabe der Parameter und Eingangsgrößen mit dem Ziel gegeben; einheitliche Berechnungsergebnisse zu erzeugen. Grundlage für die Darstellung sind die vom BDEW und VKU empfohlenen Lastprofile der TU München und der für diese Profile vorgesehene Berechnungsweg. Im Rahmen der Festlegung GABi Gas der Bundesnetzagentur kann seit 01.10.2008 die stundengenaue Aufteilung der Gas-mengen entfallen. Insofern ist nur noch die Tagesmenge bzw. ein Tagesband im Bilanzkreis relevant.

Parameter der Sigmoidfunktion

Die Parameter A, B, C und D bzw. D' der Sigmoidfunktion werden mit 7 Nachkommastellen in der Genauigkeit angegeben.

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D'$$

Parameter A, C und D bzw. D':

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	1 * E-7	mathematisch ¹³

Parameter B:

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
°C	1 * E-7	mathematisch

Der Versorgungsgrad v wird mit 3 Nachkommastellen in der Genauigkeit angegeben.

$$D' = D \cdot v$$

Versorgungsgrad v :

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	1 * E-3	mathematisch

Erläuterung zur Nachkommazahl der Koeffizienten:

¹³ Mathematisches Runden auf eine Anzahl (n) von Stellen:

ist die Ziffer an der n+1 -ten Stelle < 5 (kleiner fünf), so wird die n-te Ziffer unverändert notiert,
ist die Ziffer an der n+1 -ten Stelle ≥ 5 (größer gleich fünf), wird die n-te Ziffer um Eins erhöht.

Die Verwendung von 7 Nachkommastellen bei den Koeffizienten A, B, C und D geht weit über die zulässige Genauigkeit aus der empirischen Koeffizientenermittlung der TU München hinaus, die sich aus den untersuchten Messreihen und Messungen an Lastprofilverbrauchern gesichert ableiten lässt. Vielmehr ergeben sich die 7 Nachkommastellen rein mathematisch bei der Ermittlung der Sigmoidfunktion mit den angewandten Regressionsmethoden.

Der Vorteil einer Beibehaltung und Verwendung von 7 Nachkommastellen bei den Koeffizienten liegt in der eindeutigen Zuordnung zwischen Eingangsgrößen (Kundenwert, Temperatur, ...) und der Ausgangsgröße (ermittelter Tagesverbrauch), die auch bei großen Verbrauchern dann noch voll abgebildet wird. Werden mindestens 7 Nachkommastellen bei den Koeffizienten verwendet, ist sichergestellt, dass Rechenergebnisse bei sonstiger korrekter Anwendung des Berechnungsschemas identisch sind. Andernfalls ist davon auszugehen, dass ein Eingabe- oder Berechnungsfehler vorhanden ist, da die Abweichungen nicht auf Rundungsdifferenzen beruhen können.

Eingangsdaten Temperaturen

Die Berechnungstemperatur ϑ in der Sigmoidfunktion wird aus Tages-Isttemperatur bzw. Prognosetagestemperatur ermittelt.

Üblicherweise haben die Temperaturdaten des Wetterdienstes mindestens die folgende Genauigkeit:

Ist-Temperaturdaten:	0,1 °C (eine Nachkommastelle)
Prognosetemperatur:	0,1 °C (eine Nachkommastelle)

Für eine möglichst exakte Berechnung des Kundenwertes empfiehlt die TU München, neben der einfachen Tagesmitteltemperatur, auch die geometrische Reihe über 4 Tage zu berechnen.¹⁴ Die anzuwendende Temperatur ϑ wird nach der Berechnung gerundet.

¹⁴ Siehe hierzu Praxisinformation P 2006/8, Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden, BGW, 2006. Der zeitliche Versatz zwischen dem Zeitraum der Prognosetemperatur für den Folgetag (0 – 24 Uhr) zu der damit berechneten Tagesmenge für den Gastag (6 – 6 Uhr) ist so in der GasNZV § 29 vorgegeben. Für die genauere Berechnung des Kundenwertes aus Ist-Temperaturen wird die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden nach Empfehlung der TU München mit der geometrischen Reihe über 4 Tage berücksichtigt.

Parameter ϑ :

PHYSIKALISCHE EINHEIT	KLEINSTE EINHEIT	RUNDUNGSREGEL
°C	0,1 °C	Mathematisch

Die Referenztemperatur ϑ_0 in der Sigmoidfunktion ist auf 40,0 °C festgelegt.

Parameter ϑ_0 :

PHYSIKALISCHE EINHEIT	WERT	RUNDUNGSREGEL
°C	40,0 °C	-

Berechnungsdaten h- Werte

Die h-Werte aus der Sigmoidfunktion sollten mindestens mit einer Genauigkeit von 5 Nachkommastellen berechnet werden. Es erfolgt nach der Berechnung keine Rundung.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	KLEINSTE EINHEIT	RUNDUNGSREGEL
-	mindestens 1 * E-5	keine Rundung

Wochentagsfaktoren

Die Wochentagsfaktoren werden mit 4 Nachkommastellen angegeben.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	0,0001	Mo. bis Sa. mathematisch So. Rest zu 7,0

Es ist darauf zu achten, dass die Summe der Wochentagsfaktoren von Mo. bis So. (für eine Standardwoche) den Wert 7,0 ergibt. Zur Abstimmung des Summenwertes für die Ausgangsdaten der Wochentagsfaktoren ist der Wochentag Sonntag zu verwenden.

D.h. $F(\text{So.}) = 7,0 - \Sigma(F(\text{Mo.}) \dots F(\text{Sa.}))$.

Hinweis: Der Abgleich der Summe der Wochentagsfaktoren auf 7,0 ist nur für die Ausgangsdaten der Wochentagsfaktoren durchzuführen, nicht bei der Berechnung der Tagesmengen!

Kundenwert

Der Kundenwert KW gibt den Tagesverbrauch eines Lastprofilkunden bei $h = 1$ an. Der Kundenwert wird dabei üblicherweise für jeden Zählpunkt/Verbraucher einzeln angegeben.

Der Kundenwert wird in kWh mit 4 Kommastellen angegeben und auf 0,0001 kWh mathematisch gerundet.

Die kleinste Einheit zwischen zwei Kundenwerten ist damit 0,0001 kWh.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	KLEINSTE EINHEIT	RUNDUNGSREGEL
	EINHEIT	

kWh

0,0001 kWh

mathematisch

Ein Nullwert (0,0000 kWh) beim Kundenwert ist möglich und zulässig.

In der Änderungsfassung zum 01. April 2009 für die UTILMD Nachricht ist die Erhöhung der Genauigkeit des Kundenwertes von bisher keiner Nachkommastelle auf 4 Nachkommastellen aufgenommen worden.

Tagesmenge

Der Tagesmenge Q_{Tag} wird aus der anzuwendenden Temperatur, dem Wochentagsfaktor und dem Kundenwert ermittelt.

$$Q_{\text{Tag}}(\vartheta) = KW \cdot F(\text{Wochentag}) \cdot h(\vartheta)$$

Für die Berechnung der Tagesmenge können die Kundenwerte von gleichen Lastprofilen zusammengefasst werden. Die Tagesmenge sollte daher mindestens mit einer Genauigkeit von 7 Stellen berechnet werden, insbesondere wenn hierbei Letztverbraucher zusammengefasst betrachtet werden. Es erfolgt nach der Berechnung keine Rundung.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	KLEINSTE EINHEIT	RUNDUNGSREGEL
kWh	mindestens $1 \cdot E^{-7}$	keine Rundung

Allokation

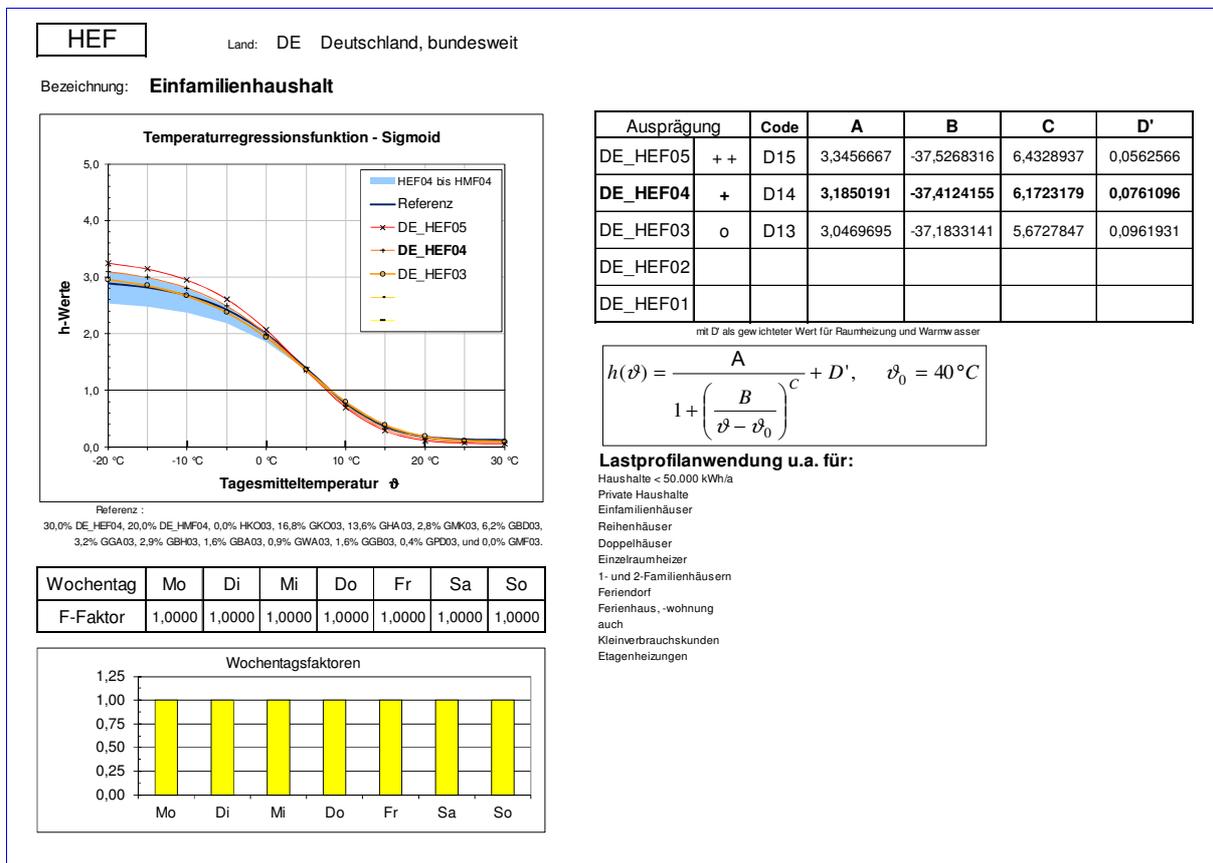
Die Allokation von Mengen erfolgt in kWh pro Tag. Die kleinste Einheit zwischen zwei Werten ist dabei 0,0001 kWh pro Tag.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	KLEINSTE EINHEIT	RUNDUNGSREGEL
kWh	0,1 Wh	mathematisch

Anlage 6 Datenblätter Standardlastprofile nach TU München

Koeffizienten und Wochentagsfaktoren der Haushaltsprofile Deutschland, Gewerbeprofile und des Kochgasprofils'

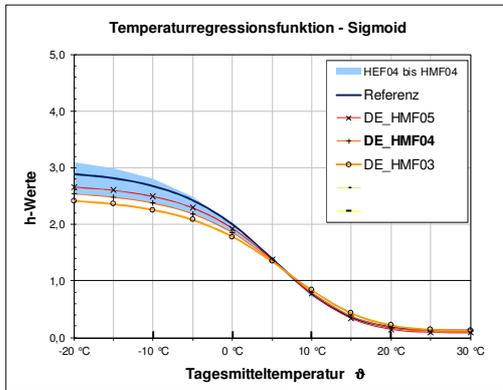
Die angegebenen Codes sind rein informatorisch. Für die Marktkommunikation sind ausschließlich die Codes nutzbar, die in der jeweils gültigen Version des EDI@Energy-Dokuments „Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München für den deutschen Gasmarkt“ veröffentlicht sind.



HMF

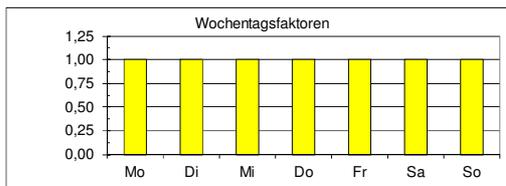
Land: DE Deutschland, bundesweit

Bezeichnung: **Mehrfamilienhaushalt**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000



Ausprägung	Code	A	B	C	D'	
DE_HMF05	++	D25	2,6564406	-35,2516927	6,5182659	0,0812059
DE_HMF04	+	D24	2,5187775	-35,0333754	6,2240634	0,1010782
DE_HMF03	o	D23	2,3877618	-34,7213605	5,8164304	0,1208194
DE_HMF02						
DE_HMF01						

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Warmwasser

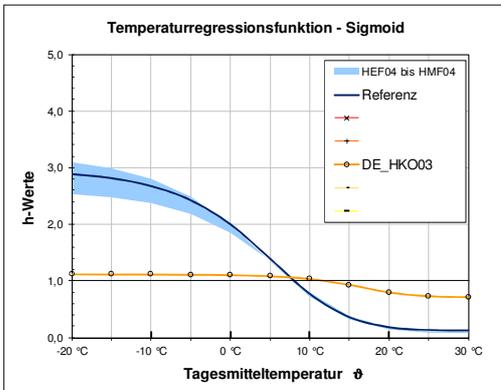
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D', \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

Haushalte >= 50.000 kWh/a
Mehrfamilienhäuser
Hochhäuser
Haushalte in Mehrfamilienhäusern

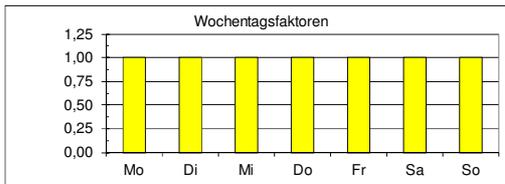
HKO Land: DE Deutschland, bundesweit

Bezeichnung: **Kochgas**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000



Ausprägung	Code	A	B	C	D'
DE_HKO05					
DE_HKO04					
DE_HKO03	o HK3	0,4040932	-24,4392968	6,5718175	0,7107710
DE_HKO02					
DE_HKO01					

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Warmwasser

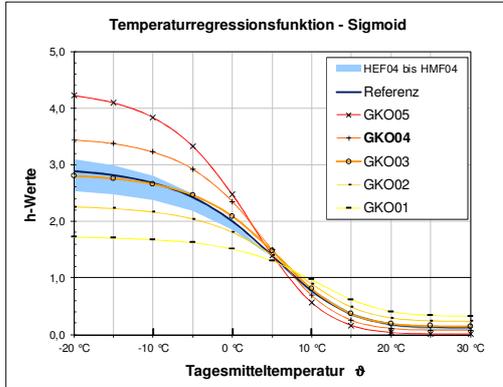
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D', \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

Gas zum Kochen
Warmwasserbereitung

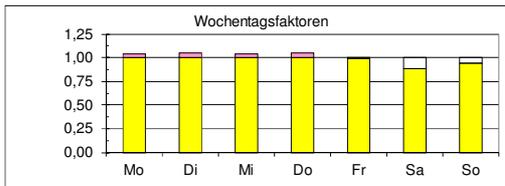
GKO

Bezeichnung: **Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GKO05	++	KO5	4,3624833	-38,6634022	7,5974644	0,0083264
GKO04	+	KO4	3,4428943	-36,6590504	7,6083226	0,0746850
GKO03	o	KO3	2,7172288	-35,1412563	7,1303395	0,1418472
GKO02	-	KO2	2,0660501	-33,6016520	6,6753610	0,2309125
GKO01	--	KO1	1,4159571	-30,8425192	6,3467557	0,3211791

mit D = D'

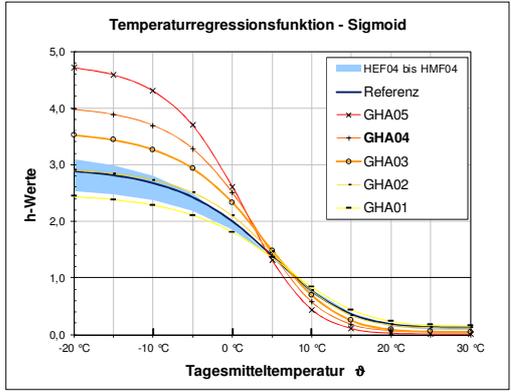
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D', \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- | | |
|---------------------------------|-----------------------|
| Abendgymnasium | Internatschule |
| Altenkrankenheim, Altenwohnheim | Jugendherberge |
| Amt (allgemein) | Kindergarten |
| Asylbewerberheim | Kirche |
| Bank | Kloster |
| Behörde (öffent. Verwaltung) | Konsulat |
| Bücherei | Krankenversicherung |
| Bundeswehr | Kreditinstitut |
| Deutsche Bundesbahn | Landratsamt |
| Feuerwehr | Pfarramt |
| Forschungseinrichtungen | Polizei |
| Frauenhaus | Schule |
| Freizeitstätte (Jugendzentrum) | Sporthalle |
| Fremdenverkehrsamt | Synagoge |
| Fundbüro | Theater |
| Galerie, Ausstellung | Universität |
| Gefängnis | Verbände |
| Geldinstitut | Versicherung |
| Gemeindesaal (Kirche) | Versorgungsanstalt |
| Gericht | Verwaltung (öffentl.) |
| Gymnasium | Waisenhaus |
| Handwerkskammer | |
| Institut, wissenschaftliches | |

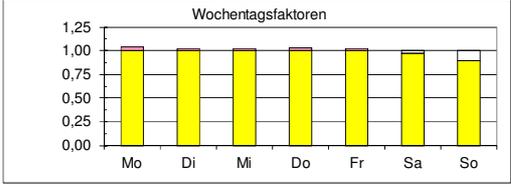
GHA

Bezeichnung: **Einzelhandel, Großhandel**



Referenz : 30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03, 3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0358	1,0232	1,0252	1,0295	1,0253	0,9675	0,8935



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GHA05	++	HA5	4,8252376	-39,2802564	8,6240217	0,0099945
GHA04	+	HA4	4,0196902	-37,8282037	8,1593369	0,0472845
GHA03	o	HA3	3,5811214	-36,9650065	7,2256947	0,0448416
GHA02	-	HA2	2,8544749	-35,6294231	7,0058264	0,1164772
GHA01	--	HA1	2,3742828	-34,7595501	5,9987037	0,1494411

mit $D = D'$

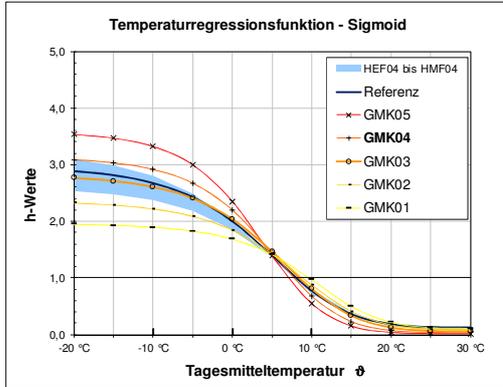
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- Antiquariat
- Antiquitäten
- Bäckerei (Verkauf ohne Herstellung)
- Bau- und Heimwerkmarkt
- Bijoutierwaren, Schmuckstücke
- Buchhandlung
- Büromaschinen
- Dekorationsartikel
- Discountgeschäft
- Do-it-yourself-Markt
- Drogerie
- Eisenwaren, Metallwaren
- Elektrotechnische Erzeugnisse
- Feinkostgeschäft
- Fleischerei
- Fotogeräte
- Getränkemarkt
- Heimwerkmarkt
- Installationsbedarf
- Juwelieregeschäft
- Laborbedarf
- Ladengeschäft
- Markthalle
- Medizinische Artikel
- Metzgerei
- Mineralerzeugnisse
- Möbelhaus
- Modewaren
- Papierwaren, Schreibwaren
- Reformhaus
- Sanitätshaus
- SB-Warenhaus
- Spielwaren
- Sportgeschäft
- Supermarkt
- Tabakwaren
- Textilien, Bekleidung
- Vervielfältigung Bildträger
- Warenhaus
- Zoohandlung

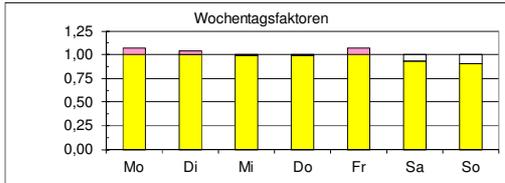
GMK

Bezeichnung: **Metall, Kfz**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0699	1,0365	0,9933	0,9948	1,0659	0,9362	0,9034



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GMK05	++	MK5	3,5862355	-37,0802993	8,2420572	0,0146008
GMK04	+	MK4	3,1177248	-35,8715062	7,5186829	0,0343301
GMK03	o	MK3	2,7882424	-34,8806130	6,5951899	0,0540329
GMK02	-	MK2	2,2908184	-33,1476867	6,3714765	0,0810023
GMK01	--	MK1	1,8644534	-30,7071632	6,4626937	0,1048339

mit D = D'

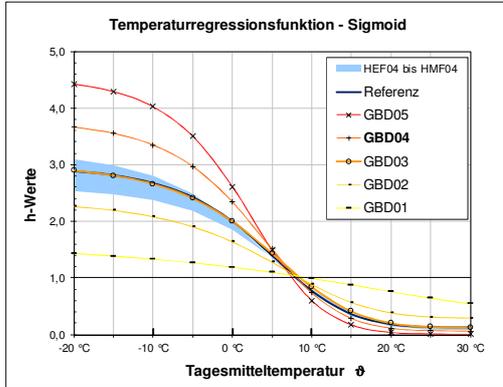
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- | | |
|-------------------------------|----------------------------|
| Ausbaugewerbe | Kunstschlosserei |
| Autohaus, Werkstätte | Lackierergewerbe |
| Baugeschäft | Lüftungsanlagenbau |
| Bautischlerei | Maschinenbau |
| Behälterbau | Möbelpolsterei |
| Blechverarbeitungsbetrieb | Plexiglas |
| Bootsbau | Sägewerk |
| Bremsendienst | Sanitärinstallateur |
| Dachslerei | Schilder (Metall) |
| Dreherei | Schlosserei |
| Elektroinstallation (Gewerbe) | Schreinerei |
| Feinmechanik | Schweißerei |
| Fertigteilbau | Spenglerei |
| Gasinstallation | Stahlkonstruktionen |
| Gebrauchtwagen (Kfz) | Zentralheizungsbau |
| Glaseri | Zimmerei, Ingenieurholzbau |
| Goldschmiedewaren | |
| Heizungs-, Lüftungs-, Klima | |
| Holzbohlenherstellung | |
| Holzschnitzerei | |
| Holzverarbeitung | |
| Installationsgewerbe | |
| Klempner | |

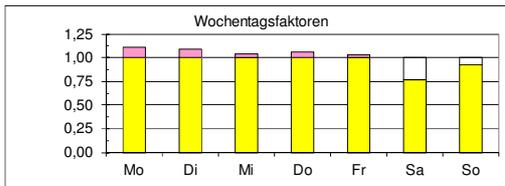
GBD

Bezeichnung: **sonst. betr. Dienstleistungen**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,1052	1,0857	1,0378	1,0622	1,0266	0,7629	0,9196



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GBD05	++	BD5	4,5699506	-38,5353392	7,5976991	0,0066314
GBD04	+	BD4	3,7500000	-37,5000000	6,8000000	0,0609113
GBD03	o	BD3	2,9177027	-36,1794117	5,9265162	0,1151912
GBD02	-	BD2	2,1095878	-35,8444508	5,2154672	0,2854583
GBD01	--	BD1	1,2903505	-35,2349868	2,1064247	0,4557253

mit D = D'

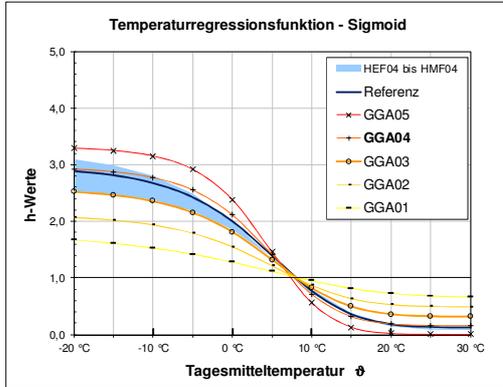
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- | | |
|---------------------------------|----------------------------|
| (Innen-) Architekturbüro | Krankengymnastik |
| Anwaltskanzlei | Lehrer (selbständige) |
| Arzt | Massageinstitut |
| Atelier, Fotostudio | Mitfahrzentrale (Büro) |
| Bestattungsinstitut | Nachrichtenbüro |
| Bowlingbahn | Nähstube |
| Buchprüfer, vereidigter (Büro) | Patentanwaltskanzlei |
| Dental-Labor | Presseagentur, -dienst |
| Detektei | Rechtsanwalt |
| Dolmetscher, Übersetzungsbüro | Reisebüro |
| Fahrschule | Schneiderei |
| Fitnezzentrum | Schreibbüro |
| Fotolabor | Spielkasino |
| Friseur | Tanzschule |
| Graphiker | Tech. Überwachungsverein |
| Gutachter, baufachlicher (Büro) | Theater, Opernhäuser |
| Hausverwaltung (Büro) | Tierarzt |
| Heilpraktiker | Unternehmensberatung |
| Ingenieure, beratende, Büro | Vermessungsbüro |
| Journalist (selbstständig) | Wach-/ Schließgesellschaft |
| Kino | Zahnarztpraxis |
| Kleinkunstabühne | |
| Kosmetiksalon | |

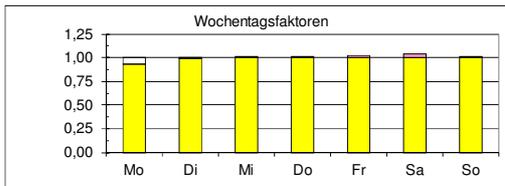
GGA

Bezeichnung: **Gaststätten**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	0,9322	0,9894	1,0033	1,0109	1,0180	1,0356	1,0106



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GGA05	++	GA5	3,3295575	-36,0146211	8,7767465	0,0000000
GGA04	+	GA4	2,8195656	-36,0000000	7,7368518	0,1572810
GGA03	o	GA3	2,2850165	-36,2878584	6,5885126	0,3150535
GGA02	-	GA2	1,6487623	-36,3992736	6,2149172	0,4877637
GGA01	--	GA1	1,1770345	-39,1599914	4,2076110	0,6604739

mit D = D'

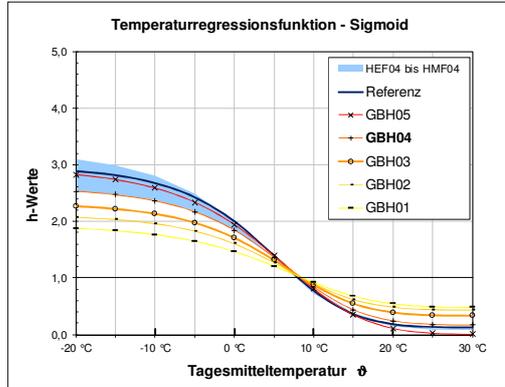
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- Ausflugslokal
- Bars und Vergnügungslokale
- Cafe
- Caterer
- Diskotheek
- Eisdiele, -Cafe
- Festhalle
- Flugplatz
- Gaststättengewerbe
- Großküche
- Imbißhalle, -Stand
- Kabarett (Variete)
- Kantine
- Milchbar
- Nachlokal
- Partyservice mit Küchenbetrieb
- Restaurant
- Schankwirtschaft
- Schnellimbiß
- Spisewirtschaft
- Tanz-, Vergnügungslokal
- Teestube, als Cafe betrieben
- Trinkhalle

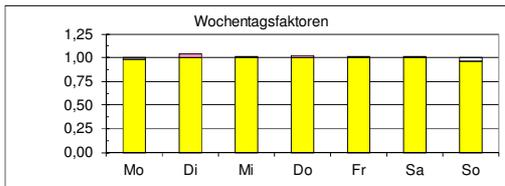
GBH

Bezeichnung: **Beherbergung**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	0,9767	1,0389	1,0028	1,0162	1,0024	1,0043	0,9587



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GBH05	++	BH5	2,9800000	-35,8000000	5,6340581	0,0000000
GBH04	+	BH4	2,4595181	-35,2532123	6,0587001	0,1647370
GBH03	o	BH3	2,0102472	-35,2532123	6,1544406	0,3294741
GBH02	-	BH2	1,7005279	-35,1500000	6,1632739	0,4298261
GBH01	--	BH1	1,4771786	-35,0834447	5,4123425	0,4744264

mit $D = D'$

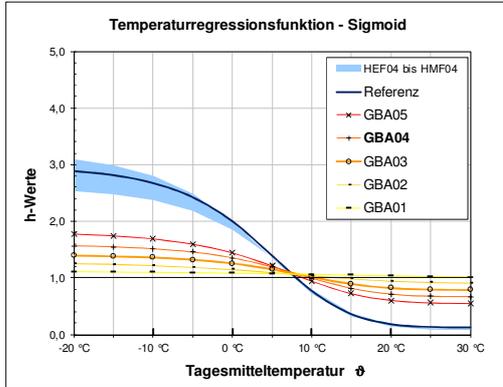
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- Autobahn-Raststätte
- Beherbergungsgewerbe
- Bundeswehrfazarett
- Entbindungsheim
- Freibad
- Gästehaus
- Gasthof
- Hallenbad
- Heilanstalt
- Heilbad
- Hotel
- Hotel garni
- Klinik
- Krankenhaus
- Kuranstalt
- Kurbad
- Kurhaus, Kurmittelhaus
- Medizinisches Bad
- Motel
- Nervenhilanstalt, Krankenhaus
- Pension
- Pflegeanstalt (Heilanstalt, Klinik)
- Poliklinik
- Privatklinik
- Rasthaus
- Rehabilitationskrankenhaus
- Sanatorium
- Sportschule
- Sprachenschule
- Wannen- und Brausebäder

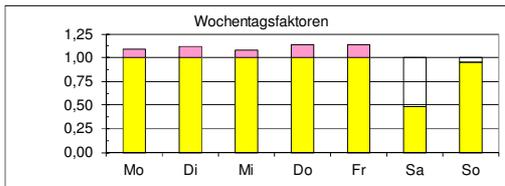
GBA

Bezeichnung: **Bäckereien**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0848	1,1211	1,0769	1,1353	1,1402	0,4852	0,9565



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GBA05	++	BA5	1,2779567	-34,5173920	5,7212303	0,5457333
GBA04	+	BA4	0,9315889	-33,3500000	5,7212303	0,6656494
GBA03	o	BA3	0,6261962	-33,0000000	5,7212303	0,7855655
GBA02	-	BA2	0,3879191	-35,5000000	4,0000000	0,9054815
GBA01	--	BA1	0,1500000	-36,0000000	2,0000000	1,0000000

mit $D = D'$

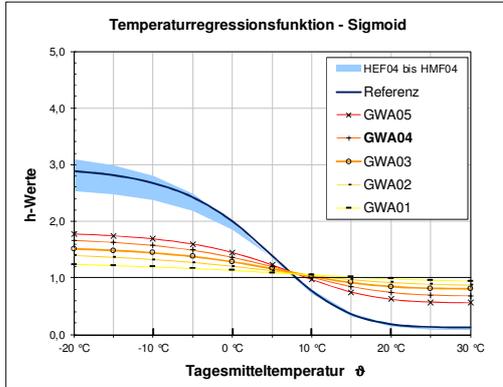
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

Bäckerei
Backwaren
Gemeinschaftsbackanlage
Konditorei
Konditorwaren

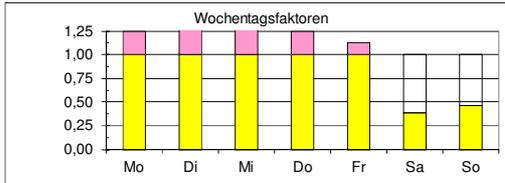
GWA

Bezeichnung: **Wäschereien**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GKM03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,2457	1,2615	1,2707	1,2430	1,1276	0,3877	0,4638



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GWA05	++	WA5	1,2768854	-34,3424371	5,4518822	0,5572660
GWA04	+	WA4	1,0535875	-35,3000000	4,8662747	0,6811042
GWA03	o	WA3	0,7657290	-36,0237911	4,8662747	0,8049425
GWA02	-	WA2	0,6166229	-38,4000000	3,8705352	0,8700250
GWA01	--	WA1	0,4000000	-40,5149482	2,8747957	0,9351076

mit $D = D'$

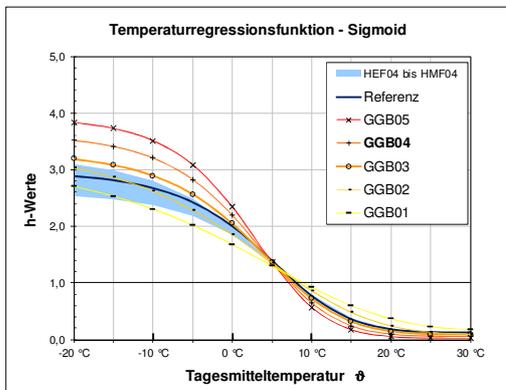
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- Alkoholbrennerei
- Bekleidungs-färberei
- Brauerei
- Brennerei
- Bügeleri, Heißmanglelei
- Chemische Reinigung
- Erdgas-tankstelle
- Heißmangel
- Käserei/Milchverarbeitung
- Kleiderbad (Reinigung)
- Krematorium
- Wäschmanglelei
- Wäscherei
- Waschsalon
- Weinkellerei

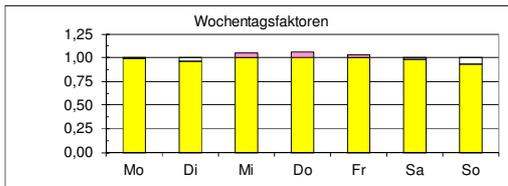
GGB

Bezeichnung: **Gartenbau**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	0,9897	0,9627	1,0507	1,0552	1,0297	0,9767	0,9353



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GGB05	++	GB5	3,9320532	-38,1433248	7,6185871	0,0230297
GGB04	+	GB4	3,6017736	-37,8825368	6,9836070	0,0548262
GGB03	o	GB3	3,2572742	-37,5000000	6,3462148	0,0866226
GGB02	-	GB2	3,3904645	-39,2875216	4,4905740	0,0834783
GGB01	--	GB1	3,1761945	-40,8366609	3,6785892	0,1502156

mit $D = D'$

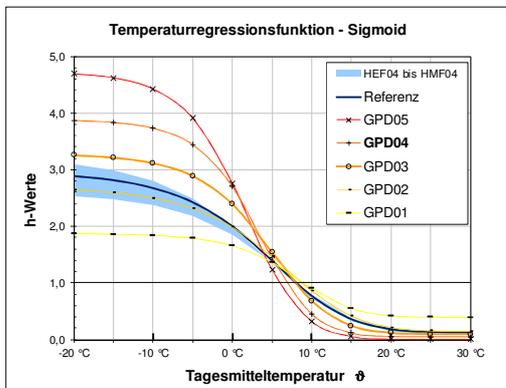
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

Friedhofsgärtner
Gärtnerei (gewerblich)
Landschaftsgärtnerei
Pflanzenbau
Botanischer Garten

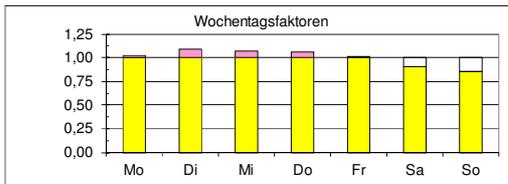
GPD

Bezeichnung: **Papier und Druck**



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0214	1,0866	1,0720	1,0557	1,0117	0,9001	0,8525



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GPD05	++	PD5	4,7462814	-38,7504294	10,2753334	0,0000000
GPD04	+	PD4	3,8500000	-37,0000000	10,2405021	0,0469243
GPD03	o	PD3	3,2000000	-35,8000000	8,4000000	0,0938486
GPD02	-	PD2	2,5784173	-34,7321261	6,4805035	0,1407729
GPD01	--	PD1	1,4894022	-32,4252678	8,1732612	0,3905987

mit D = D'

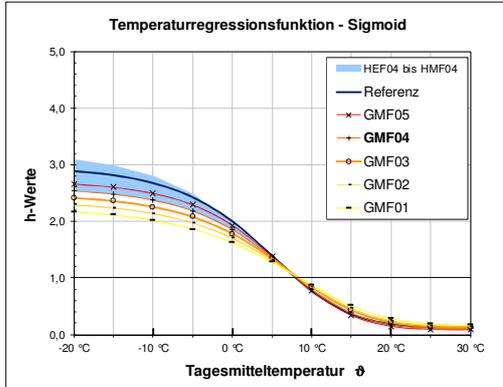
$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

- Bürobedarf aus Papier und Pappe
- Druckerei
- Zeitungsdruckerei
- Bekleidungsgerbe
- Buchbinderei
- Druckgewerbe
- Kartographische Anstalt (Druckerei)
- Landkartenherstellung
- Lichtpauserei
- Textilgewerbe sonstiges
- Textilienveredelung
- Verpackungsgewerbe
- Adreßbuchverlag
- Buchverlag
- Verlagsgewerbe

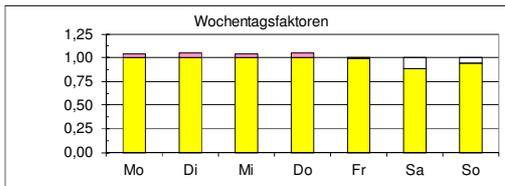
GMF

Bezeichnung: **haushaltsähnliche Gewerbebetriebe**



Referenz : 30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03, 3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GMF05	++	MF5	2,6564406	-35,2516927	6,5182659	0,0812059
GMF04	+	MF4	2,5187775	-35,0333754	6,2240634	0,1010782
GMF03	o	MF3	2,3877618	-34,7213605	5,8164304	0,1208194
GMF02	-	MF2	2,2486333	-34,5428431	5,5545245	0,1408220
GMF01	--	MF1	2,1163531	-34,2628623	5,1763874	0,1606945

mit $D = D'$

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

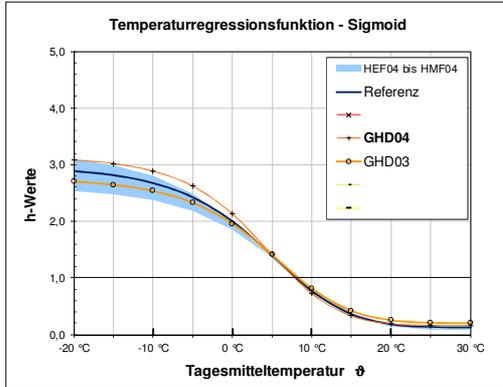
Lastprofilanwendung u.a. für:

- Campingplatz
- Champignonzucht
- Entrümmernsfirma
- Gürtlerei
- Honigerzeugung (Naturhonig)
- Hundepension, -pflege, -zucht
- Jagd (gewerblich)
- Kammerjäger (Betrieb)
- Kläranlage
- Kleingartenverein
- Künstler
- Kurierdienste (private)
- Kürschner
- landw./gärtnerische Dienstleistung
- Leder- und Täschnerwaren
- Maschinengenossenschaft
- Maurer
- Mosterei
- Munitionsdepot
- Pelzherhaltung, -zucht
- Pelzwaren
- Pilzbanbau
- Reitschule
- Tierhaltung, -zucht, -pflege
- Tierheim
- Werksangehörige
- Wohnlager
- sowie
- Erdgasvorwärmung

GHD

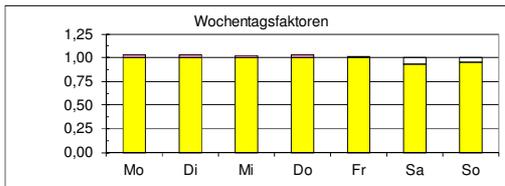
Bezeichnung: **Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung**

zur Anwendung nicht empfohlen !



Referenz :
30,0% DE_HEF04, 20,0% DE_HMF04, 0,0% HKO03, 16,8% GKO03, 13,6% GHA03, 2,8% GMK03, 6,2% GBD03,
3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, und 0,0% GMF03.

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F-Faktor	1,0300	1,0300	1,0200	1,0300	1,0100	0,9300	0,9500



Ausprägung	Code	A	B	C	D	
GHD05						
GHD04	+	HD4	3,0084346	-36,6078453	7,3211870	0,1549660
GHD03	o	HD3	2,5792510	-35,6816144	6,6857976	0,1995541
GHD02						
GHD01						

mit D = D'

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^c} + D, \quad \vartheta_0 = 40^\circ\text{C}$$

Lastprofilanwendung u.a. für:

Summenlastprofil
Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Lastprofil - Koeffizienten Haushalt

Klasse	Landeskennung	Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D'
11	Deutschland, bundesweit	Einfamilienhaushalt	DE HEF03	o	D13	3,0469694602	-37,1833141315	5,6727846624	0,0961930604
			DE HEF04	+	D14	3,1850191302	-37,4124154893	6,1723178725	0,0761095935
			DE HEF05	++	D15	3,3456666715	-37,5268315901	6,4328936825	0,0562566177
		Mehrfamilienhaushalt	DE HMF03	o	D23	2,3877617912	-34,7213605129	5,8164304015	0,1208193679
			DE HMF04	+	D24	2,5187775187	-35,0333754221	6,2240633959	0,1010781719
			DE HMF05	++	D25	2,6564405918	-35,2516926677	6,5182658616	0,0812058660
		Kochgas	DE HKO03	o	HK3	0,4040932149	-24,4392968199	6,5718175173	0,7107710452
1	Bremen	Einfamilienhaushalt	HB HEF03	o	M13	3,0890720564	-37,1849496820	5,7137959130	0,0815255446
			HB HEF04	+	M14	3,2279445929	-37,4214799891	6,2222288165	0,0630443400
		Mehrfamilienhaushalt	HB HMF03	o	M23	2,4428072126	-34,7321437565	5,7347347252	0,0940970067
			HB HMF04	+	M24	2,5736652122	-35,0169441759	6,1318139781	0,0758603549
2	Hamburg	Einfamilienhaushalt	HH HEF03	o	H13	3,0722214502	-37,1842844260	5,6975233566	0,0904188489
			SL HEF03		A13				0,0935214565
			HH HEF04		H14	3,2107659244	-37,4178800803	6,2023999708	0,0706017008
			SL HEF04	+	A14				0,0730243081
	Saarland	Mehrfamilienhaushalt	HH HMF03	o	H23	2,4207683708	-34,7277917251	5,7668252225	0,1082275312
			SL HMF03		A23				0,1119412210
			HH HMF04	+	H24	2,5516882275	-35,0234219419	6,1680699421	0,0887057624
			SL HMF04		A24				0,0917495876
3	Berlin	Einfamilienhaushalt	BE HEF03	o	B13	3,0553842454	-37,1836374223	5,6810824599	0,1001699849
			HE HEF03		F13				0,0950183856
			NI HEF03		I13				0,1029175044
			NW HEF03		N13				0,0821966276
			BE HEF04		B14	3,1935978110	-37,4142478269	6,1824021474	0,0789212714
			HE HEF04	+	F14				0,0748624631
			NI HEF04		I14				0,0810859691
			NW HEF04		N14				0,0647605404
	Hessen	Mehrfamilienhaushalt	BE HMF03	o	B23	2,3987552319	-34,7234877745	5,7996446390	0,1239073203
			HE HMF03		F23				0,1175349439
			NI HMF03		I23				0,1273059211
			NW HMF03		N23				0,1016748069
			BE HMF04		B24	2,5297380185	-35,0300145098	6,2051108885	0,1030064403
			HE HMF04	+	F24				0,0977089662
			NI HMF04		I24				0,1058317598
			NW HMF04		N24				0,0845241418

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Warmwasser

Klasse	Landeskennung	Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D'
4	Baden-Württemberg	Einfamilienhaushalt	BW HEF03	o	W13	3,0385546749	-37,1829908408	5,6644868650	0,0955844507
	Rheinland-Pfalz		RP HEF03		P13				0,0933395749
	Schleswig-Holstein		SH HEF03		L13				0,1064543759
	Sachsen		SN HEF03	S13	0,1124800953				
	Baden-Württemberg		BW HEF04	+	W14				0,0759377204
	Rheinland-Pfalz		RP HEF04		P14				0,0741542634
	Schleswig-Holstein	SH HEF04	L14		0,0845734067				
	Sachsen	SN HEF04	S14	0,0893605807					
	Baden-Württemberg	Mehrfamilienhaushalt	BW HMF03	o	W23	2,3767683504	-34,7192332513	5,8332161640	0,1218181998
	Rheinland-Pfalz		RP HMF03		P23				0,1189572037
	Schleswig-Holstein		SH HMF03		L23				0,1356714437
	Sachsen		SN HMF03	S23	0,1433509594				
	Baden-Württemberg		BW HMF04	+	W24				0,1025195150
	Rheinland-Pfalz		RP HMF04		P24				0,1001117638
Schleswig-Holstein	SH HMF04	L24	0,1141781002						
Sachsen	SN HMF04	S24	0,1206410115						
5	Brandenburg	Einfamilienhaushalt	BB HEF03	o	R13	3,0217398598	-37,1823599508	5,6477169551	0,1152387564
	Bayern		BY HEF03		G13				0,0956262408
	Mecklenburg-Vorpommern		MV HEF03		V13				0,1151169395
	Sachsen-Anhalt		ST HEF03	C13	0,1182841781				
	Thüringen		TH HEF03	T13	0,1170660094				
	Brandenburg		BB HEF04	R14	0,0922661106				
	Bayern	BY HEF04	G14	0,0765633159					
	Mecklenburg-Vorpommern	MV HEF04	+	V14	0,0921685777				
	Sachsen-Anhalt	ST HEF04		C14	0,0947044328				
	Thüringen	TH HEF04		T14	0,0937291039				
	Brandenburg	Mehrfamilienhaushalt	BB HMF03	o	R23	2,3548082787	-34,7150298504	5,8675639272	0,1509274266
	Bayern		BY HMF03		G23				0,1252410464
	Mecklenburg-Vorpommern		MV HMF03		V23				0,1507678839
	Sachsen-Anhalt		ST HMF03	C23	0,1549159950				
	Thüringen		TH HMF03	T23	0,1533205677				
	Brandenburg		BB HMF04	R24	0,1283904218				
	Bayern	BY HMF04	G24	0,1065396206					
	Mecklenburg-Vorpommern	MV HMF04	+	V24	0,1282547025				
Sachsen-Anhalt	ST HMF04	C24		0,1317834033					
Thüringen	TH HMF04	T24		0,1304262107					

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Warmwasser

Lastprofil - Koeffizienten Gewerbe

Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D
Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	GKO01	--	KO1	1,4159570870	-30,8425191560	6,3467557010	0,3211790650
	GKO02	-	KO2	2,0660500700	-33,6016520310	6,6753609940	0,2309124680
	GKO03	o	KO3	2,7172288440	-35,1412563110	7,1303395090	0,1418471700
	GKO04	+	KO4	3,4428942870	-36,6590504080	7,6083226160	0,0746850100
	GKO05	++	KO5	4,3624833000	-38,6634021630	7,5974644280	0,0083264180
Einzelhandel, Großhandel	GHA01	--	HA1	2,3742827710	-34,7595501410	5,9987036830	0,1494411440
	GHA02	-	HA2	2,8544748530	-35,6294230760	7,0058264430	0,1164772210
	GHA03	o	HA3	3,5811213700	-36,9650065220	7,2256946710	0,0448415670
	GHA04	+	HA4	4,0196902040	-37,8282036560	8,1593368760	0,0472844950
	GHA05	++	HA5	4,8252375660	-39,2802564030	8,6240216890	0,0099944630
Metall, Kfz	GMK01	--	MK1	1,8644533640	-30,7071632480	6,4626937310	0,1048338660
	GMK02	-	MK2	2,2908183860	-33,1476867330	6,3714765040	0,0810023210
	GMK03	o	MK3	2,7882423940	-34,8806130170	6,5951899220	0,0540329110
	GMK04	+	MK4	3,1177248110	-35,8715062200	7,5186828870	0,0343300930
	GMK05	++	MK5	3,5862355250	-37,0802993470	8,2420571760	0,0146007570
sonst. betr. Dienstleistungen	GBD01	--	BD1	1,2903504592	-35,2349868325	2,1064246884	0,4557253331
	GBD02	-	BD2	2,1095878434	-35,8444508446	5,2154672282	0,2854582543
	GBD03	o	BD3	2,9177027218	-36,1794116523	5,9265161647	0,1151911755
	GBD04	+	BD4	3,7500000000	-37,5000000000	6,8000000000	0,0609112646
	GBD05	++	BD5	4,5699505653	-38,5353392404	7,5976990993	0,0066313537
Gaststätten	GGA01	--	GA1	1,1770345384	-39,1599913963	4,2076109636	0,6604739318
	GGA02	-	GA2	1,6487622938	-36,3992735707	6,2149172093	0,4877637327
	GGA03	o	GA3	2,2850164737	-36,2878583920	6,5885126393	0,3150535336
	GGA04	+	GA4	2,8195656146	-36,0000000000	7,7368517678	0,1572809795
	GGA05	++	GA5	3,3295574817	-36,0146211225	8,7767464709	0,0000000000
Beherbergung	GBH01	--	BH1	1,4771785693	-35,0834447050	5,4123424651	0,4744264076
	GBH02	-	BH2	1,7005279401	-35,1500000000	6,1632738509	0,4298260851
	GBH03	o	BH3	2,0102471725	-35,2532123460	6,1544406413	0,3294740974
	GBH04	+	BH4	2,4595180614	-35,2532123460	6,0587000724	0,1647370487
	GBH05	++	BH5	2,9800000000	-35,8000000000	5,6340580619	0,0000000000

mit D = D

Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D
Bäckereien	GBA01	--	BA1	0,1500000000	-36,0000000000	2,0000000000	1,0000000000
	GBA02	-	BA2	0,3879191035	-35,5000000000	4,0000000000	0,9054815433
	GBA03	o	BA3	0,6261962158	-33,0000000000	5,7212302502	0,7855654600
	GBA04	+	BA4	0,9315889012	-33,3500000000	5,7212302502	0,6656493768
	GBA05	++	BA5	1,2779567298	-34,5173920004	5,7212302502	0,5457332935
Wäschereien	GWA01	--	WA1	0,4000000000	-40,5149481770	2,8747956953	0,9351075841
	GWA02	-	WA2	0,6166228927	-38,4000000000	3,8705351892	0,8700250309
	GWA03	o	WA3	0,7657290119	-36,0237911494	4,8662746831	0,8049424777
	GWA04	+	WA4	1,0535874723	-35,3000000000	4,8662746831	0,6811042337
	GWA05	++	WA5	1,2768853725	-34,3424370686	5,4518822422	0,5572659896
Gartenbau	GGB01	--	GB1	3,1761944758	-40,8366608622	3,6785891740	0,1502155761
	GGB02	-	GB2	3,3904645064	-39,2875216441	4,4905740461	0,0834783167
	GGB03	o	GB3	3,2572742132	-37,5000000000	6,3462147949	0,0866226495
	GGB04	+	GB4	3,6017735623	-37,8825368443	6,9836070288	0,0548261863
	GGB05	++	GB5	3,9320532484	-38,1433248196	7,6185870984	0,0230297230
Papier und Druck	GPD01	--	PD1	1,4894022458	-32,4252677512	8,1732612084	0,3905987364
	GPD02	-	PD2	2,5784172539	-34,7321260972	6,4805035137	0,1407729119
	GPD03	o	PD3	3,2000000000	-35,8000000000	8,4000000000	0,0938486079
	GPD04	+	PD4	3,8500000000	-37,0000000000	10,2405021027	0,0469243040
	GPD05	++	PD5	4,7462813921	-38,7504293936	10,2753334091	0,0000000000
haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	GMF01	--	MF1	2,1163530871	-34,2628623119	5,1763874243	0,1606945411
	GMF02	-	MF2	2,2486333293	-34,5428430682	5,5545244838	0,1408219630
	GMF03	o	MF3	2,3877617912	-34,7213605129	5,8164304015	0,1208193679
	GMF04	+	MF4	2,5187775187	-35,0333754221	6,2240633959	0,1010781719
	GMF05	++	MF5	2,6564405918	-35,2516926677	6,5182658616	0,0812058660
Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	GHD03	o	HD3	2,5792510140	-35,6816144000	6,6857976120	0,1995540990
	GHD04	+	HD4	3,0084345560	-36,6078452700	7,3211869530	0,1549660310

mit D = D

Quelle und Gültigkeit

Der Gasbedarf von Gewerbebetrieben und Heizgaskunden wird im Wesentlichen von der Art des Gebäudes bzw. der Art des Gewerbes, von der Art der Wärmeerzeugung, von der jeweiligen Baualtersklasse, von den klimatischen Bedingungen und vom individuellen Verbrauchsverhalten dominiert.

Im Dezember 2002 wurden im Auftrag des BGW und VKU von der TU München auf wissenschaftlicher Basis Standardlastprofile für typische Abnahmegruppen erarbeitet. Die Ergebnisse der TU München können im Internet unter <http://www.bdew.de> und <http://www.vku.de> heruntergeladen werden.

Nach Abschluss des ersten Gutachtens lagen für den Haushaltsektor 8 und für den Gewerbe- und Handelsbereich 14 verschiedene Standardlastprofile vor. Alle Profile wurden wissenschaftlich fundiert über eine Vielzahl von gemessenen Letztverbrauchern in den jeweiligen Standardlastprofil-Gruppen ermittelt, sodass statistisch gesicherte Auswertungen durchgeführt werden konnten.

Die wesentlichen Parameter und Faktoren der Lastprofilfunktionen umfassen:

- Die unsymmetrische Sigmoidfunktion als universelle Lastprofilfunktion,
- die Nomenklatur der Lastprofile,
- die unterschiedlichen Koeffizienten der Lastprofilfunktionen,
- die branchenabhängigen Wochentagsfaktoren (Gewerbe),
- die temperaturabhängigen Stundenfaktoren (Haushalte und Gewerbe)¹⁵.

Ein zweites Gutachten hatte das Ziel, die Anzahl der Profile zu verringern. Es wurde erreicht, den Bereich Haushalt nur noch mit zwei und den Bereich Gewerbe mit elf Profilen abzubilden. Für den Bereich Haushalt stehen die Profilausprägung „niedriger Heizgasanteil“, „normaler Heizgasanteil“ und „erhöhter Heizgasanteil“ zur Verfügung. Außerdem wurden Profile für Kochgas-, Warmwasser- und Kleingaskunden entwickelt, dessen Kochgasprofil ab dem 01.10.2011 anzuwenden ist. Im Gegensatz zu den Haushalts- und Gewerbeprofilen ist das Kochgasprofil in seiner Ausprägung nur sehr bedingt von der Tagestemperatur abhängig.

¹⁵ Im aktuellen Tagesbilanzierungsregime ohne Bedeutung.

Quelle und Gültigkeit der Lastprofile Gas								Stand: Mai 2013	
SLP-Kategorie	Bezeichnung	SLP-Koeffizienten		Wochentags-Faktoren		SLP-Stundenwerte (*)			
		Quelle	gültig ab	Quelle	gültig ab	Quelle	gültig ab		
GKO	Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	TUM2006				01.04.06			
GHA	Einzelhandel, Großhandel	TUM2006				01.04.06			
GMK	Metall, Kfz	TUM2006				01.04.06			
GBD	sonst. betr. Dienstleistungen	TUM2002				01.01.03			
GBH	Beherbergung	TUM2002				01.01.03			
GGA	Gaststätten	P2007/13	01.07.07	TUM2002		01.01.03			
GBA	Bäckereien	P2007/13	01.07.07	TUM2002		01.01.03			
GWA	Wäschereien	TUM2002				01.01.03			
GGB	Gartenbau	Beibl.P06	01.01.07	TUM2002		01.01.03			
GPD	Papier und Druck	Beibl.P06	01.01.07	TUM2002		01.01.03			
GMF	haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	P2007/13	01.07.07	TUM2006		01.04.06			
GHD	Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	TUM2006				01.04.06			
DE_HEF	Einfamilienhaushalt, deutschlandweit	P2007/13	01.07.07	TUM2006		01.04.06			
DE_HMF	Mehrfamilienhaushalt, deutschlandweit	P2007/13	01.07.07	TUM2006		01.04.06			
DE_HKO	Kochgas, deutschlandweit	TUM2010				können bei Bedarf beim BDEW angefragt werden			
DE_HEF05	Einfamilienhaushalt(05), deutschlandweit	TUM2006				01.04.06			
DE_HMF05	Mehrfamilienhaushalt(05), deutschlandweit	TUM2006				01.04.06			
xx_HEF	Einfamilienhaushalt, bundeslandspezif.	TUM2006				01.01.06			
xx_HMF	Mehrfamilienhaushalt, bundeslandspezif.	TUM2006			01.01.06				

(*) für SLP-Stundenwerte siehe Praxisinfo P 2007/13

TUM2002 Entwicklung von Lastprofilen im Auftrag des BGW und des VKU, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Dr.-Ing. Bernd Geiger, Dipl.-Ing. Mark Hellwig, München, November 2002.

TUM2006 Gutachten, Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU, Dr.-Ing. Bernd Geiger, Veröffentlicht in BGW/VKU Praxisinformation P 2006/8, Berlin, 2006.

TUM2010 Sonderuntersuchung, 2010

Beibl.P06 Ergänzungsblatt zur BGW/VKU Praxisinformation P 2006/8, Anhang, Stand Dezember 2006.

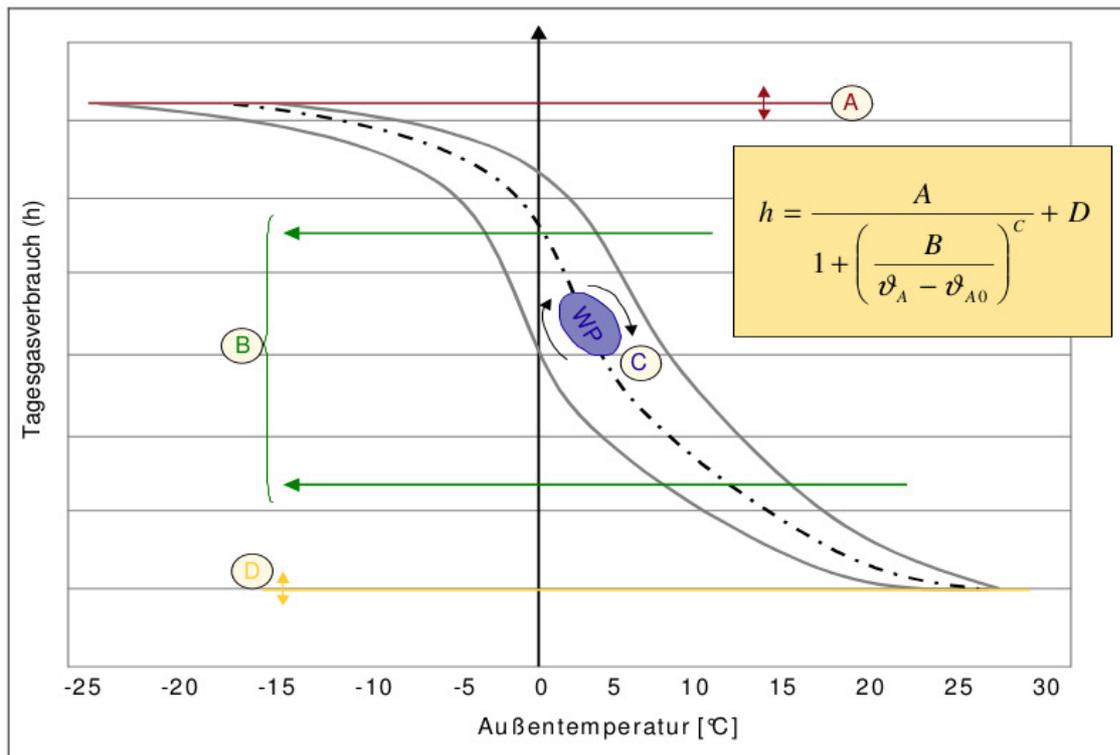
P2007/13 BGW/VKU Praxisinformation P 2007/13 "Abwicklung von SLP", Anhang, Berlin, Juli 2007.

BDEW2011 Ergänzung in 2011

BDEW2013 Ergänzung in 2013

Anlage 7 Sigmoidfunktion

Die Sigmoid-Funktion dient als Basis für die Erstellung von Standardlastprofilen:



$$h(\vartheta) = F_{\text{Wochentag}} \cdot \left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{(\vartheta_A - \vartheta_{A0})} \right)^C} + D \right)$$

- A — Heizverbrauch bei sehr niedriger Temperatur (reine Raumheizung).
- B — Start der Heizphase.
- C — Steigungsgrad der Funktion innerhalb der Heizphase.
- D — Anteil der Warmwasserversorgung (temperaturunabhängig).
- F — Bei Gewerbe, Handel und Dienstleistung wird eine Wochentagsgewichtung berücksichtigt, bei Haushaltskunden wird zwischen den Wochentagen nicht unterschieden (F=1).
- ϑ_A — Außentemperatur der betreffenden Temperaturstelle (in °C).
- ϑ_{A0} — Bei der Abbildung hoher Temperaturen, zeigt die Funktion ein asymptotisches Verhalten, für das dieser Parameter auf einen fixen Wert von 40°C festgelegt wurde.