

# BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden

## Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Berlin, 30.06.2015

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

Abbildungsverzeichnis .....	4
Tabellenverzeichnis .....	6
Allgemeine Begriffsbestimmungen .....	7
Abkürzungsverzeichnis .....	8
1 Einleitung .....	10
2 Grundlagen der Lastprofilanwendung .....	12
2.1 Anwendungsgrenzen für Standardlastprofile .....	12
2.2 Zuordnung von Lastprofilen .....	13
3 Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren .....	16
3.1 Verfahren zur Zuordnung von Lastprofilen .....	16
3.2 Initiale/wiederkehrende Aufgaben .....	17
3.3 Ablauf des SLP-Verfahrens .....	17
3.4 Datenbereitstellung durch den Ausspeisenetzbetreiber .....	18
3.5 Temperatur .....	18
3.5.1 Festlegung einer Temperaturmessstelle .....	18
3.5.2 Anzusetzende Temperatur .....	19
3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung .....	21
3.6.1 Grundlagen Kundenwert .....	21
3.6.2 Auslöser für die Kundenwertberechnung / Kundenwertänderung .....	24
3.6.3 Zusammenhang Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose .....	28
3.6.4 Erläuterungen zur Kundenwertfortschreibung .....	31
3.6.5 Ableseverfahren und Kundenwertfortschreibung .....	32
3.6.6 Storno einer Abrechnung / Korrektur Kundenwerte .....	33
3.6.7 Prüfungen im Rahmen der Kundenwertermittlung .....	33
3.6.8 Festlegung des Kundenwertes bei Neuanlagen .....	37
4 Anwendungsverfahren von Lastprofilen .....	40
4.1 Synthetisches Lastprofilverfahren .....	41
4.1.1 Berechnung von Lastprofilmengen .....	41
4.1.2 Beispiel synthetisches Lastprofilverfahren .....	44
4.1.3 Anpassung der Profilkfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren .....	46

4.1.4	Korrekturfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren .....	48
4.2	Analytisches Lastprofilverfahren .....	49
4.2.1	Auswirkungen der Bilanzierungsbrennwerte auf analytische SLP-Mengen.....	51
4.2.2	Beispiele analytisches Lastprofilverfahren .....	52
4.2.3	Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytisches Lastprofilverfahren.....	57
5	Qualitätsprüfung, Verbesserung und Transparenzanforderungen .....	66
5.1	Vorgehen bei der Prüfung der Lastprofil-Anwendung .....	66
5.1.1	Überprüfung der SLP-Ausprägung .....	66
5.1.2	Prüfung von Kundenwerten .....	73
5.1.3	Vorhersagetemperatur.....	74
5.2	Sicherstellung der (Allokations-) Datenqualität und -bereitstellung .....	78
5.3	Beurteilung der SLP Allokation und des Netzkontos.....	81
5.3.1	Netzkontosaldo 0, 1, und 2.....	81
5.3.2	Kennzahlen zur Bewertung der Abweichungen von Allokation und Restlast.....	81
5.3.3	Bewertung von Netzkonten mittels Kennzahlen und Diagrammen.....	83
5.3.4	Abrechnung von Netzkonten .....	85
5.4	Transparenzanforderungen .....	85
5.4.1	Transparenzanforderungen an das SLP Verfahren .....	85
5.4.2	Verfahrensspezifische Parameter des SLP-Verfahrens .....	87
5.4.3	Standardisierte, anwendungsspezifische Parameter des SLP-Verfahrens .....	87
5.5	Evaluierungsbericht zum SLP Verfahren und SLP Anreizsystem .....	93
	Literaturverzeichnis.....	94
Anlage 1	Ermittlung des Kundenwertes.....	95
Anlage 2	Nomenklatur .....	103
Anlage 3	Kalender für Feiertage.....	107
Anlage 4	Behandlung der Sommer-/Winterzeit Umstellung .....	108
Anlage 5	Einheiten und Berechnungsgenauigkeiten .....	110
Anlage 6	Datenblätter Standardlastprofile .....	116
Anlage 7	Einheitliche Lastprofilfunktion .....	140

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1</b>	Zeitliche Abfolge der SLP-Bilanzierung bis zur MMM-Abrechnung .....	17
<b>Abbildung 2</b>	Kundenwertberechnung für eine SLP-Umstellung (vor der Umstellung) ....	26
<b>Abbildung 3</b>	Kundenwertberechnung nach einer SLP-Umstellung.....	27
<b>Abbildung 4</b>	Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose.....	29
<b>Abbildung 5</b>	Formel zur Berechnung des Tagesverbrauches einer SLP Ausspeisestelle .....	41
<b>Abbildung 6</b>	Schema zur Ableitung der SigLinDe Profile .....	42
<b>Abbildung 7</b>	einheitliche Lastprofilfunktion SigLinDe. ....	43
<b>Abbildung 8</b>	einheitliches Berechnungsverfahren für die Tagesmenge.....	43
<b>Abbildung 9</b>	Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen Sigmoid-Profile nach TUM in der Ausprägung 04 .....	47
<b>Abbildung 10</b>	Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen SigLinDe-Profile nach FfE in der Ausprägung 33 und 34 .....	48
<b>Abbildung 11</b>	Beispiel zur Ermittlung des Restlastgangs / zu verteilende SLP-Menge ....	50
<b>Abbildung 12</b>	Zeitlicher Mengenversatz für analytische Bilanzierung nach GABi Gas ....	49
<b>Abbildung 13</b>	Beispiel für die Ermittlung einer Netzregressionsfunktion .....	59
<b>Abbildung 14</b>	Beispiel zur Ermittlung der Allokationsmenge und des Optimierungsfaktors .....	61
<b>Abbildung 15</b>	Beispiel für Regressionsgeraden nach Tagestypwechsel .....	64
<b>Abbildung 16</b>	ZDM-Diagramme für Abbildung der Differenzmenge des Netzkontos (NK0) .....	67
<b>Abbildung 17</b>	TAR-Diagramme zur Abbildung der Restlast und der Allokation über der Allokationstemperatur.....	68
<b>Abbildung 18</b>	Berechnung der Restlast .....	69
<b>Abbildung 19</b>	Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur ohne Datenfehler.....	70
<b>Abbildung 20</b>	Restlastpunktewolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur mit Datenfehler.....	71
<b>Abbildung 21</b>	Darstellung ursprüngliche SLP-Ausprägung zur Restlast.....	72
<b>Abbildung 22</b>	Darstellung Als-Ob Allokation SLP-Ausprägung „04“ .....	73
<b>Abbildung 23</b>	Anpassung geschlossenes Netzkonto .....	73
<b>Abbildung 24</b>	Analyse der Temperaturdaten .....	75
<b>Abbildung 25</b>	Vergleichende Darstellung einfache Tagesmitteltemperatur zur Mehrtages- Temperatur mit geometrischen Reihe.....	76
<b>Abbildung 26</b>	Darstellung der Restlastpunktewolke in den Übergangsmonaten .....	77

<b>Abbildung 27</b>	Berechnung des Netzkontosaldos .....	81
<b>Abbildung 28</b>	Beurteilung des Netzkontos .....	84
<b>Abbildung 29</b>	Bestandteile der einheitlichen Standardlastprofilfunktion .....	140
<b>Abbildung 30</b>	Wirkungsweise der Sigmoid-Funktion .....	141
<b>Abbildung 31</b>	Wirkungsweise des Regressionsgeradenpaar .....	142

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1</b>	Beispiel - SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Kundenkategorien I und II .....	53
<b>Tabelle 2</b>	Beispiel - Berechnung der Zerlegungsfaktoren .....	54
<b>Tabelle 3</b>	Beispiel - Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die LP-Typen.....	54
<b>Tabelle 4</b>	Beispiel - Berechnung der Gewichtungsfaktoren je Transportkunde und Lastprofiltyp .....	54
<b>Tabelle 5</b>	Beispiel - Berechnung der analytischen Tagesmenge pro Lieferant.....	55
<b>Tabelle 6</b>	Beispiel - SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Lastprofiltypen I und II .....	56
<b>Tabelle 7</b>	Beispiel für die Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die Lieferanten .....	56
<b>Tabelle 8</b>	Beispiel für die Berechnung des Skalierungsfaktor .....	57
<b>Tabelle 9</b>	Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant .....	57
<b>Tabelle 10</b>	beispielhafte Datenbasis.....	59
<b>Tabelle 11</b>	Aggregationstiefe der Kundenwertkontrolle .....	79
<b>Tabelle 12</b>	Plausibilisierung über aggregierte Kundenwerte .....	79
<b>Tabelle 13</b>	Aggregation auf SLP-Typ Ebene .....	80
<b>Tabelle 14</b>	verf.-spezif. und anwend.-spezif. Parameter des SLP-Verfahrens .....	85
<b>Tabelle 15</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Heizgasbereich ....	96
<b>Tabelle 16</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen .....	97
<b>Tabelle 17</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Kochgas benötigte Informationen des Ausspeisepunktes .....	98
<b>Tabelle 18</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen .....	99
<b>Tabelle 19</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts – Gewerbebereich	100
<b>Tabelle 20</b>	Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen unter Berücksichtigung der Wochentagfaktoren.....	102
<b>Tabelle 21</b>	Liste der bundesweiten Feiertage .....	107

## Allgemeine Begriffsbestimmungen

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

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

**Restlastgang:** Gesamtlastgang (s.o.) abzüglich der Lastgänge aller Ausspeisepunkte mit registrierender Leistungsmessung und aller Lastgänge nachgelagerter Netze sowie bereinigt um 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+1	FOLGETAG AUF DEN BETRACHTUNGSTAG
D	TAG/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
FfE	FORSCHUNGSGESELLSCHAFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, MÜNCHEN
G/H/D	PROFIL GEWERBE/HANDEL/DIENSTLEISTUNGEN
GABI GAS	GRUNDMODELL DER AUSGLEICHSLEISTUNGEN UND BILANZIERUNGSREGELN IM DEUTSCHEN GASMARKT, BK7-08-002 VOM 28.05.2008
GABI GAS 2.0	WEITERENTWICKELTES MODELL DER AUSGLEICHSLEISTUNGEN UND BILANZIERUNGSREGELN IM DEUTSCHEN GASMARKT, BK7-14-020 VOM 19.12.2014
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	PROFIL HAUSHALT-EINFAMILIENHAUS
HMF	PROFIL HAUSHALT MEHRFAMILIENHAUS
HO ABR.	ABRECHNUNGSBRENNWERT
HO BIL.	BILANZIERUNGSBRENNWERT
h-WERT	FUNKTIONSWERT DER LASTPROFILFUNKTION
JVP	JAHRESVERBRAUCHSPROGNOSE
KoV	VEREINBARUNG ÜBER DIE KOOPERATION GEMÄß § 20 ABS. 1 B)



ENWG ZWISCHEN DEN BETREIBERN VON IN DEUTSCHLAND  
GELEGENEN GASVERSORGUNGSNETZEN

KW	KUNDENWERT (= TEMPERATURBEZOGENER TAGESVERBRAUCHSMITTELWERT, SLP-SPEZIFISCH UND TEMPERATURMESSSTATIONSSPEZIFISCH)
MESZ	MITTELEUROPÄISCHE SOMMERZEIT
MEZ	MITTELEUROPÄISCHE ZEIT
MGV	MARKTGEBIETSVERANTWORTLICHER
RLM	REGISTRIERENDE LEISTUNGSMESSUNG
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 Mengenermittlung der Gasabnahme in Abhängigkeit von der Vorhersagetemperatur des Betrachtungstages. 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 durch Art. 4 G v. 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066) geänderten Gasnetzzeugungsverordnung (GasNZV) sowie der Beschluss der BNetzA zu GABi Gas vom 28.05.2008 (BK7-08-002) und der Weiterentwicklung GABi Gas 2.0 vom 19.12.2014 (BK7-14-020) relevant. In § 24 GasNZV wird neben der Anwendung von mindestens einem Heizgas- und einem Gewerbelastprofil auch die Anwendung eines Kochgaslastprofils verlangt.

Der Überwachung der SLP-Anwendungsprozesse und Allokationsgüte und deren Auswirkung auf die Netzkontensalden der Netzbetreiber kommt im Rahmen der Stabilität des gesamten GABi-Modells eine nicht unerhebliche 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.

In Kapitel 2 werden die verordnungsrechtlichen Anforderungen an die SLP-Zuordnung und die SLP-Anwendung aufgeführt. In Kapitel 3 werden grundlegende Aufgaben im Vorfeld der Anwendung beschrieben, die unabhängig vom gewählten SLP-Verfahren gelten. Kapitel 4 stellt die Spezifika der beiden Verfahrensansätze des synthetischen und des analytischen Verfahrens dar. Das 5. Kapitel beinhaltet die Prüfung der SLP-Anwendungsgüte bzw. SLP-Allokationsqualität sowie Transparenzanforderungen an das SLP Verfahren.

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, weitere Untersuchungen aus den Jahren 2011 und 2012 sowie dem Statusbericht Standardlastprofilverfahren Gas der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) aus 2014, berücksichtigt. Im Rahmen der Weiterentwicklungen der Standardlastprofile wurde von der FfE ein Tool entwickelt, mit dem Als-Ob-Allokationen im einfachen Umfang durchgeführt und graphische Auswertungen angefertigt werden können. Das Tool beinhaltet die TUM-Standardlastprofile sowie die im Zuge des Statusberichtes Standardlastprofilverfahren Gas neu entwickelten SigLinDe – Profile der FfE. Der BDEW stellt dieses Tool als Excel-Datei zur Als-Ob-Allokation bereit.

Dieser Leitfaden tritt mit der Änderungsfassung der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30. Juni 2015 am

1. Oktober 2015 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 Leistungsmessung gemäß § 24 Absatz 1 und 2 GasNZV liegen, erfolgt mittels der Anwendung von Lastprofilen. Die GasNZV 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 Kundengruppen 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 seit 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 beschreibt die Anwendung der TU München SLP sowie deren Weiterentwicklungen und ist gleichermaßen für die Anwendung anderer Standardlastprofile unter Beachtung der hier beschriebenen Rahmenbedingungen anzuwenden.

Die ursprünglichen SLP der TU München beruhen auf ausgiebigen Untersuchungen von Einzelmessungen und wurden im Rahmen des Projektes Netzkontenanalyse 2010 im Teilnehmerkreis einer ersten netzgebietsbezogenen Kontrolle unterzogen. Im April 2014 wurden ausgiebige Untersuchungen im Rahmen des Statusberichtes zum Standardlastprofilverfahren Gas durchgeführt. Bei den weiteren Untersuchungen stellten sich mehrere Weiterentwicklungsansätze als erfolgreich heraus, die zur Entwicklung der neuen SLP Gas mit der Bezeichnung SigLinDe geführt haben.

Dabei wurde eine Linearisierung der Profile vor allem für den kalten Temperaturbereich durchgeführt und auch eine Überprüfung der Profile bei hohen Temperaturen im Warmwasserbereich vorgenommen. Die SigLinDe-Profile bereinigen den systematischen Fehler der reinen sigmoiden Profilkfunktionen bei kalten Temperaturen, welche bei vielen Netzbetreibern zu einer erhöhten Unterspeisung führten. Dem Sommer-Winter-Effekt (tendenziell Überallokation im Sommer und Unterallokation im Winter) kann mit den neuen SigLinDe Profilen nur eingeschränkt begegnet werden. Die neuen SLP-Gas Profile (SigLinDe) wurden für die Ausprägungen 03 und 04 der TUM-Profile zu den SLP-Typen Haushalt und Gewerbe entwickelt.

Die deutschlandweite Ausprägung der ergänzten BDEW SLP „SigLinDe“ wird unter neuen EDI-Codierungen für die Marktkommunikation geführt. Die bisherigen Haushalt, Gewerbe- und Kochgas SLP-Typen bleiben unverändert und als mögliche Profilausprägungen neben

den neuen SigLinDe-Profilen bestehen. Die Regeln der Kundenwertberechnung werden analog wie bisher angewendet.

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 für Einfamilienhaushalte und Mehrfamilienhaushalte 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.

Auch im Rahmen der ergänzten neuen SigLinDe-Profile wird der Bereich Haushalt mit zwei bzw. drei (HEF, HMF, HKO) und der Bereich Gewerbe mit elf Profilen abgedeckt. Die im Jahr 2013 im Heizungsbereich bei den Haushaltsprofilen eingeführten Profile in der Ausprägung 05 wurden u. a. auf Grund der noch geringen Marktdurchdringung bislang nicht weiterentwickelt.

Für alle bisherigen Profile und Profilausprägung gelten die bisherigen einheitlichen EDI-Codierungen weiter. Für den Bereich Haushalt stehen damit die Profilausprägung „mittleren Heizgasanteil“, „erhöhten Heizgasanteil“ und „hoher Heizgasanteil“ (nur TUM 05 Ausprägung) gegenüber dem Warmwasserbereich zur Verfügung.

Diese Leitfadenfassung wurde, wie zuvor beschrieben, um 28 Profile ergänzt, die neben den bisherigen Profilen ab dem 01.10.2015 angewendet werden können. Welche Profile der Netzbetreiber in Anwendung bringt, muss vom Netzbetreiber individuell untersucht und entschieden werden (siehe Kapitel 5).

Die Auswertungen der FfE im Rahmen einer erweiterten Testphase im Rahmen des Statusberichtes „Standardlastprofilverfahren Gas“ im Januar 2015 zeigten, dass für zahlreiche Netzbetreiber die Anwendung der neu entwickelten SigLinDe-Profile deutliche Verbesserungen im kalten Temperaturbereich (Heizbereich) und warmen Temperaturbereich (Warmwasserbereich) bringen.

Eine entsprechende netzbetreiberindividuelle Prüfung der Anwendung der SigLinDe-Profile wird daher empfohlen.

## Nachweispflicht

Gemäß Kooperationsvereinbarung VIII § 50 Punkt 15 hat der Ausspeisenetzbetreiber dem Marktgebietsverantwortlichen

*„Bei Salden der Netzkonten, die wesentlich von gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden abweichen, hat der Ausspeisenetzbetreiber nachvollziehbar darzulegen, worauf diese Abweichungen beruhen. Zur Darlegung gehören insbesondere Informationen zu den angewendeten Standardlastprofiltypen und zu den Temperaturstationen.“*

Die bisherige Nachweispflicht, bezogen auf die Umstellung der Profilausprägung von 03 auf 04, entfällt und wird durch obige Regelung ersetzt.

## Auslegung der Nachweispflicht

Netzbetreiber, bei denen signifikante Abweichungen der monatlichen Netzkonten vorliegen, haben dem MGV auf Nachfrage darzulegen, dass die Abweichungen auch bei der Anwendung der üblichen gaswirtschaftlichen Sorgfalt nicht vermeidbar gewesen wären. Insbesondere sind hierfür Informationen zu den angewendeten Standardlastprofiltypen und zu der Temperaturstation bereitzustellen, sofern diese Werte nicht in der Excel-Datei zur Veröffentlichung der verfahrensspezifischen Parameter des Netzbetreibers gemäß Anlage 4 des Lieferantenrahmenvertrages zu entnehmen sind.

## § 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 Kapitel 3.6 Kundenwert / Kundenwertfortschreibung Einleitung beschrieben.

Der Kundenwert, ein SLP-spezifischer, temperaturbezogener, auf den vergangenen Verbrauchszeitraum beruhender Tagesverbrauchsmittelwert, stellt dabei im SLP Verfahren den Systemparameter dar, auf dem die Berechnungen insbesondere im synthetischen Verfahren für die bilanzierungsrelevante Mengenermittlung 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 die Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers zu jeder SLP-Ausspeisestelle mitzuteilen.



### 3 Grundlagen und Beschreibung der Profilverfahren

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

Gemäß GABi Gas 2.0 ist bei synthetischen Standardlastprofilen für die Allokation die Menge relevant, die sich bei der Zugrundelegung der Abnahmeprofile unter Heranziehung der Allokationstemperatur am Tag D-1 für den Liefertag D ergibt. Das synthetische Standardlastprofilverfahren basiert somit auf einer statistisch ermittelten standardisierten Verbrauchsmenge (bottom-up-Berechnung) ohne eine analytische Berücksichtigung des zeitnahen Netzzustandes und ausschließlich auf Grundlage verfahrensspezifischer Parameter.

Beim analytischen Standardlastprofilverfahren kann nach GABi Gas 2.0 die Ausspeisemenge des Vorvortages (D-2) bei der Ermittlung der Menge des relevanten Tages D berücksichtigt werden. Die Festlegung macht keine abschließenden Vorgaben, ob es sich hierbei um ein top-down-Verfahren oder um eine Optimierungsmöglichkeit für einen bottom-up-Ansatz (angelehnt an das synthetische Verfahren) handelt. Ergänzend kann auch die Vorhersagetemperatur für den Liefertag D einbezogen werden. Weitere Vorgaben zur Anwendung des analytischen Lastprofilverfahrens werden seitens der BNetzA in der GABi Gas 2.0 nicht gemacht. Insoweit wird das analytische Standardlastprofilverfahren insbesondere durch die analytische Berücksichtigung des zeitnahen Netzzustandes auf Grundlage verfahrens- und anwendungsspezifischer Parameter charakterisiert.

Standardlastprofilverfahren sind auch weiterhin als statistische Verfahren zur standardisierten Ermittlung von Tagesverbrauchsmengen für SLP-Ausspeisepunkte zu sehen und stellen kein Prognoseverfahren im eigentlichen Sinne dar.

#### 3.1 Verfahren zur Zuordnung von Lastprofilen

Jedem Zählpunkt ohne Leistungsmessung 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 vereinfachend per 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.



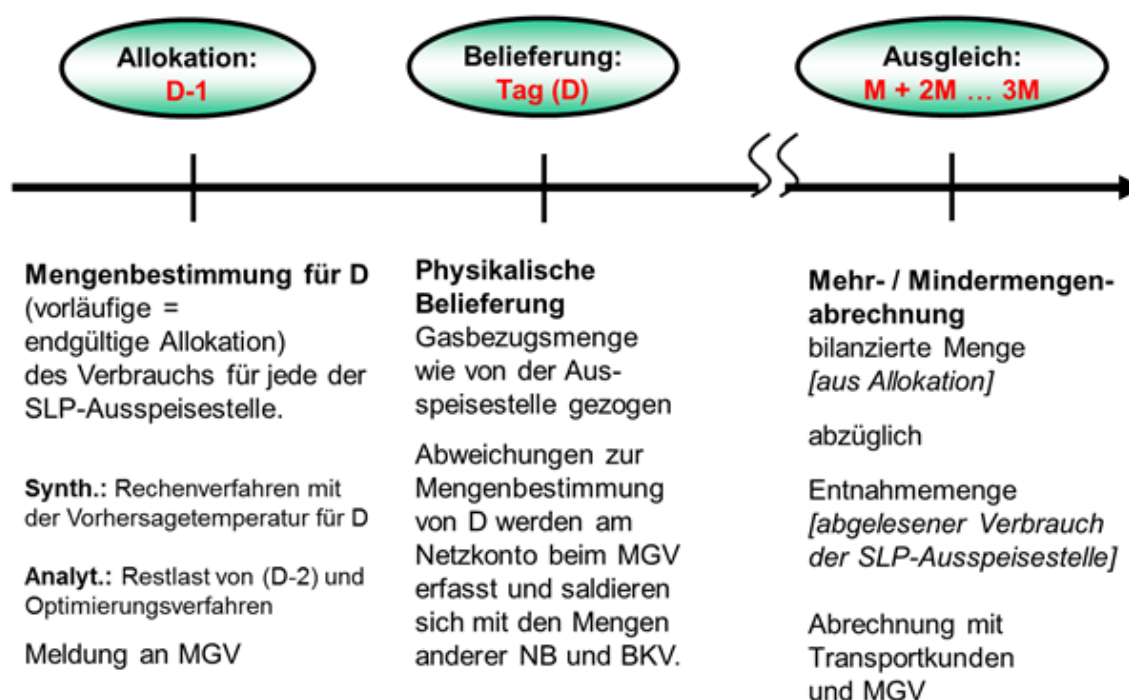
In regelmäßigen Abständen sollte geprüft werden, ob die SLP-Ausspeisepunkte weiterhin richtig eingruppiert sind.

### 3.2 Initiale/wiederkehrende Aufgaben

Zunächst wird jedem SLP-Ausspeisepunkt vom ANB ein Lastprofil 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 (i.d.R. mind. 300 Tage, vgl. Abschnitt 3.6.1) 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 Gas bzw. 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 bis zur MMM-Abrechnung

### 3.4 Datenbereitstellung durch den Ausspeisenetzbetreiber

Die ANB versenden die SLP-Allokationen am Tag vor der Lieferung an den MGW zur weiteren Verteilung an die BKV nach den Fristen der GABi Gas 2.0.

### 3.5 Temperatur

#### 3.5.1 Festlegung einer Temperaturmessstelle

Die für die Berechnung der Allokationswerte relevante Allokationstemperatur 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 zu berücksichtigenden Temperaturmessstellen werden vom Netzbetreiber für die SLP-Zählpunkte des Netzgebietes festgelegt und für die Berechnung der Allokationen je Ausspeisepunkt herangezogen. Bei nicht zu großräumigen Netzgebieten sollte im Regelfall eine 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 nachstehenden 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 Temperaturdaten verwenden, die von einer Temperaturmessstelle eines anerkannten Wetterdienstleisters erhoben werden und für die darüber hinaus eine Temperaturvorhersage verfügbar ist. Die Daten, die durch diese Temperaturmessstelle ermittelt werden, müssen auch für Dritte zugänglich sein. Die Bedeutung der Vorhersagetemperatur im Zuge der Anwendung des Lastprofilverfahrens wird in diesem Leitfaden in Kapitel 5.1.3 näher erläutert. Die Vorhersagetemperatur ist für die Allokation der Standardlastprofile im Falle des synthetischen Verfahrens am Vortag der Belieferung zu Grunde zu legen. Eigene Temperaturmessstellen des Netzbetreibers scheiden in der Regel aus, da für diese Temperaturmessstellen oftmals keine allgemein verfügbaren Vorhersagewerte existieren.
- c) Die Vorhersagetemperaturen müssen für alle Marktteilnehmer zugänglich sein.
- d) Der Verteilnetzbetreiber hat seine Informationspflicht erfüllt, wenn Informationen über die Temperaturmessstellen (gemäß Exceltabelle verfahrensspezifische Parameter des LRV) veröffentlicht werden.

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

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

Im Zuge der Untersuchungen der Temperaturmessstelle sollte geprüft werden, ob die Temperaturstation einen systematischen Versatz zur relevanten Temperatur des Netzgebietes aufweist d. h. entweder deutlich zu warm ( $> 0,5^{\circ}\text{C}$ ) oder deutlich zu kalt ( $< 0,5^{\circ}\text{C}$ ) ist. Als Hilfsmittel für eine solche Betrachtung kann beispielsweise eine TAR-Diagrammdarstellung verwendet werden:

- Liegt der Knickpunkt zwischen Warmwasser- und Heizbereich bei der SLP-Restlast im Vergleich zur SLP-Allokation bei einer höheren Temperatur, so ist die Temperaturmessstelle für das Netzgebiet zu warm.
- Liegt der Knickpunkt zwischen Warmwasser- und Heizbereich bei der SLP-Restlast im Vergleich zur SLP-Allokation bei einer niedrigeren Temperatur, so ist die Temperaturmessstelle für das Netzgebiet zu kalt.

Sofern ein Temperaturversatz festgestellt wird, sollte Rücksprache mit dem Wetterdienstleister gehalten werden, ob auf eine geeignetere Wetterstation umgestellt werden könnte. Ist keine geeignetere Wetterstation vorhanden, kann der Temperaturversatz durchgehend bei der Berechnung der Allokationstemperatur oder der Bestimmung des h-Wertes (angepasstes  $\vartheta' = \vartheta + \Delta\vartheta_{KP}$ ) berücksichtigt werden. Auch ist eine Unterscheidung in Heizperiode (Wintermonate – mit dem Kernzeitraum zweite Hälfte Oktober, November, Dezember, Januar und Februar) und Nicht-Heizperiode möglich. Der angewendete Temperaturversatz ist im Rahmen der Veröffentlichung verfahrensspezifischer Parameter anzuzeigen.

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 und der FfE wurden mittels einer geometrischen Reihe mehrerer Tagesmitteltemperaturwerte (als bewertete Temperatur) ermittelt. Diese Vorgehensweise dient der Berücksichtigung der Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden. Dabei wird die Allokationstemperatur (bewertete Temperatur nach geometrischer Reihe) der Lastprofilfunktion mit den nachfolgenden Gewichtungsfaktoren über vier Temperaturen gebildet.

$$T_{\text{Allokation}} = \frac{T_D + 0,5 \cdot T_{D-1} + 0,25 \cdot T_{D-2} + 0,125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

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

Die geometrische Reihe berücksichtigt bei der Berechnung der Allokationstemperatur für den Liefertag bereits zwei Ist-Temperaturwerte (D-2 und D-3). Die Gewichtungsfaktoren bei der Ermittlung der Allokationstemperatur basierend auf der geometrischen Reihe glätten starke Temperatursprünge. An einzelnen Betrachtungstagen können hieraus Unter- oder Überallokationen resultieren. Deshalb muss jeder Netzbetreiber prüfen, ob die geometrische Reihe oder die einfache Tagesmitteltemperatur das Lastverhalten des Netzes besser abbildet.

### 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. Jede Profilkurve zur Abbildung der Standardlastprofile liefert tagesbezogene normierte Profilwerte, die im TU-München Verfahren h-Werte genannt werden.

Der Kundenwert zusammen mit dem errechneten Profilkurvenwert ist Grundlage für die Bilanzierung.<sup>2</sup> Eine Erläuterung zur Berechnung der h-Werte ist in Kapitel 4.1.2 ausgeführt. Die Profilwerte oder h-Werte sind insbesondere von der verwendeten Lastprofilgruppe, der Allokationstemperatur und dem Wochentagfaktor vom Belieferungszeitpunkt abhängig.

Der Kundenwert eines SLP-Ausspeisepunktes gibt die für den Kunden angesetzte Tagesmenge beim Lastprofilkurvenwert von „1“ wieder. Um eine Vergleichbarkeit zwischen SLP-Ausspeisepunkten zu bekommen ist zudem ein Temperaturbezug sinnvoll. Hierfür wird in Deutschland 8°C im Rahmen der Standardprofile SigLinDe als Vergleichstemperatur und damit als Bezugsgröße des Kundenwertes vorgegeben; zur Umrechnung anderer Profile auf diese Vergleichsgröße wird der Lastprofilkurvenwert bei 8°C bei allen Profilen im Rahmen der Veröffentlichungspflichten dem Transportkunden zur Verfügung gestellt.

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 einen temperaturbezogenen Tagesverbrauchsmittelwert darstellt, der relevante Systemparameter. Auch diesen Wert legt der Netzbetreiber fest.

Hierzu wird im in § 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 unplausible Lastprofilzuordnungen, unplausible Kundenwerten und unplausible Jahresverbrauchsprognosen widersprechen und dem Netzbetreiber eine andere Lastprofilzu-*

*ordnung, 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 (z. B. geometrische Reihe auf Basis von Ist-Temperaturen).
- Abrechnungsrelevante, abgelesene (nicht geschätzte) Zählerstände des Kunden aus dem Abrechnungszeitraum.<sup>1</sup> Liegen keine neuen Zählerstände vor, bleibt der bisherige Kundenwert unverändert.
- 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.

Anwendungsspezifische Parameter, Optimierungs- oder Korrekturfaktoren dürfen bei der Kundenwertberechnung nicht herangezogen werden.

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. Die Umrechnung der am Zähler gemessenen Betriebskubikmeter erfolgt gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G685.

Bei der Übernahme der Werte in das Abrechnungssystem sollte eine Prüfung der Zählerstände erfolgen. Hierbei sind auch Zählerüberläufe zu prüfen und Zählerwechsel zu berücksichtigen. Dafür kann z. B. je im Netzgebiet verwendeter Gaszählergröße eine maximale Jahresmenge im System als Prüfkriterium für eine weitere Bearbeitung hinterlegt werden. Nicht plausible Zählerstände sind dabei zurückzuweisen und eine Kontrollablesung ist anzustoßen.

**Qualitätskontrolle vor Kundenwertberechnung: Zählerstandprüfung durchführen!**

<sup>1</sup> Fallen Abrechnungs- und Ablesezeitraum nur um wenige Tage auseinander, so kann auch der abgegrenzte Periodenverbrauch selbst herangezogen werden. Insbesondere ist bei der Abgrenzung gaswirtschaftliche Sorgfalt anzuwenden.



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

### **Temperaturzeitreihe**

Die Berechnung der h-Werte für die Kundenwertberechnung erfolgt analog der Berechnung der h-Werte für die tägliche Allokation.

Wird im Allokationsprozess die geometrische Reihe zur Ermittlung der Allokationstemperatur eingesetzt, sind auch die Kundenwerte auf Basis der geometrischen Reihe der Ist-Temperaturen zu berechnen. Bei Verwendung der Eintagesmitteltemperatur ist diese ebenfalls analog in beiden Prozessen anzuwenden. Wird ein Temperaturversatz bei der Allokationstemperatur verwendet, so ist dieser auch bei der Berechnung der Kundenwerte zu berücksichtigen.

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 kann 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 ist es von großem Vorteil, wenn ein möglichst großer Anteil der Tage des Betrachtungszeitraums in der Heizperiode (Winterhalbjahr) liegt. Deshalb wird ein Betrachtungszeitraum größer 300 Tage empfohlen. 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 3 Jahre umfassen, da spätestens nach 3 Jahren, gemäß den Regelwerken, eine Ablesung des Gaszählers zu erfolgen hat.

### **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 wird spätestens nach jeder jährlichen Turnus-Abrechnung unverzüglich angepasst. So werden Änderungen im Verbrauchsverhalten der Kunden zeitnah und zählpunktscharf in der Allokation berücksichtigt.



Gegebenenfalls, kann hier eine Karenzzeit für Rechnungsstorno aufgrund von falsch übermittelten Zählerständen oder sonstigen Fehlern berücksichtigt werden. Die Mitteilung des neuen Kundenwertes 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.

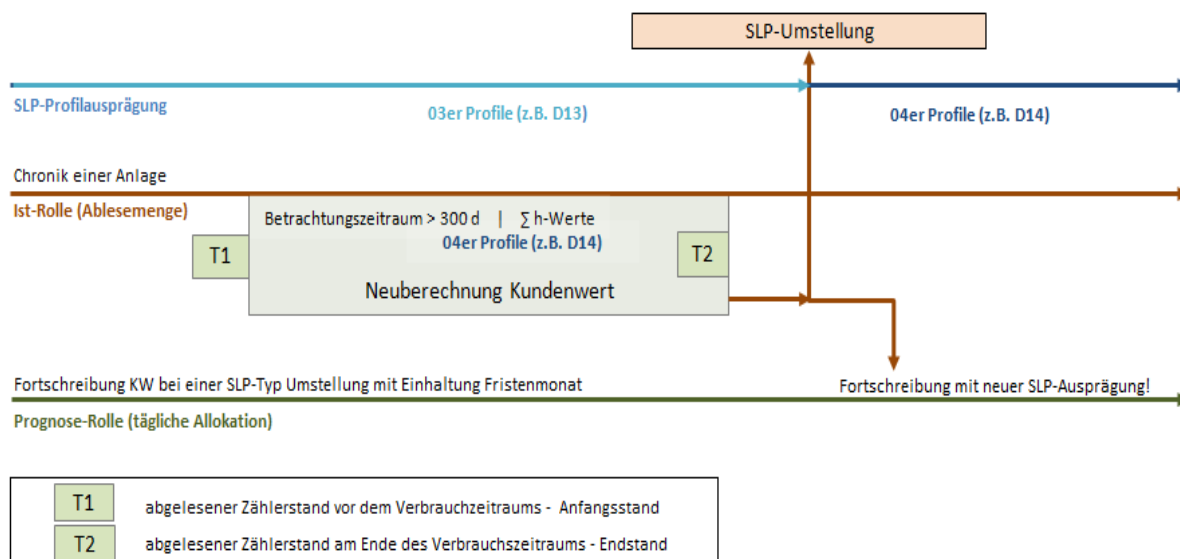
#### **b. Änderungen im SLP-Verfahren**

- 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
- bei Umstellung auf ein neues Profil (z. B. SigLinDe)

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.

Werden die Parameter der Lastprofile geändert, so ist immer auch der Kundenwert auf Basis der geänderten Parameter vorab neu zu berechnen und dieser ab dem Stichtag der Änderung zu verwenden.

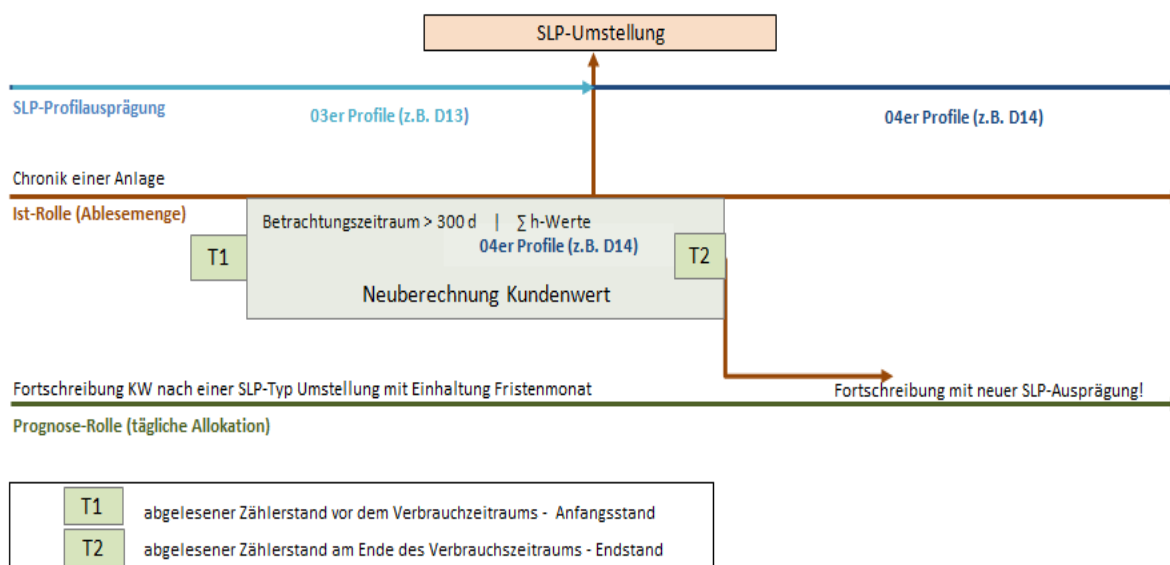
Folgende Abbildung 2 veranschaulicht die Vorgehensweise der Kundenwertfortschreibung bei einer Umstellung im SLP-Verfahren. In der Vergangenheit wurde der Zählpunkt für die bilanzierungsrelevanten Daten mit der Profilausprägung 03 (z.B. D13) berechnet. Es soll zum Umstellungszeitpunkt auf die Profilausprägung 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 Anpassungen im Lieferantenrahmenvertrag, in der Formulardatei zur Beschreibung der verfahrensspezifischen Parameter des SLP-Verfahrens (Kap. 5.4.2) 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 eine

definierte Bagatellgrenze, kann zu einer Verringerung der Allokationsgüte führen und wird daher nicht empfohlen.

### **Tools zur Abschätzung des Verbrauchs**

Es gibt diverse Berechnungstools, auch frei zugänglich im Internet, zur Abschätzung des Energieverbrauchs eines SLP- Kunden, 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 heran, den Kundenwert für ihre Anlage / ihren Zählpunkt zu ändern, verweisen Netzbetreiber darauf, dass Änderungen zum Kundenwert / zur 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.

### **Klarstellung:**

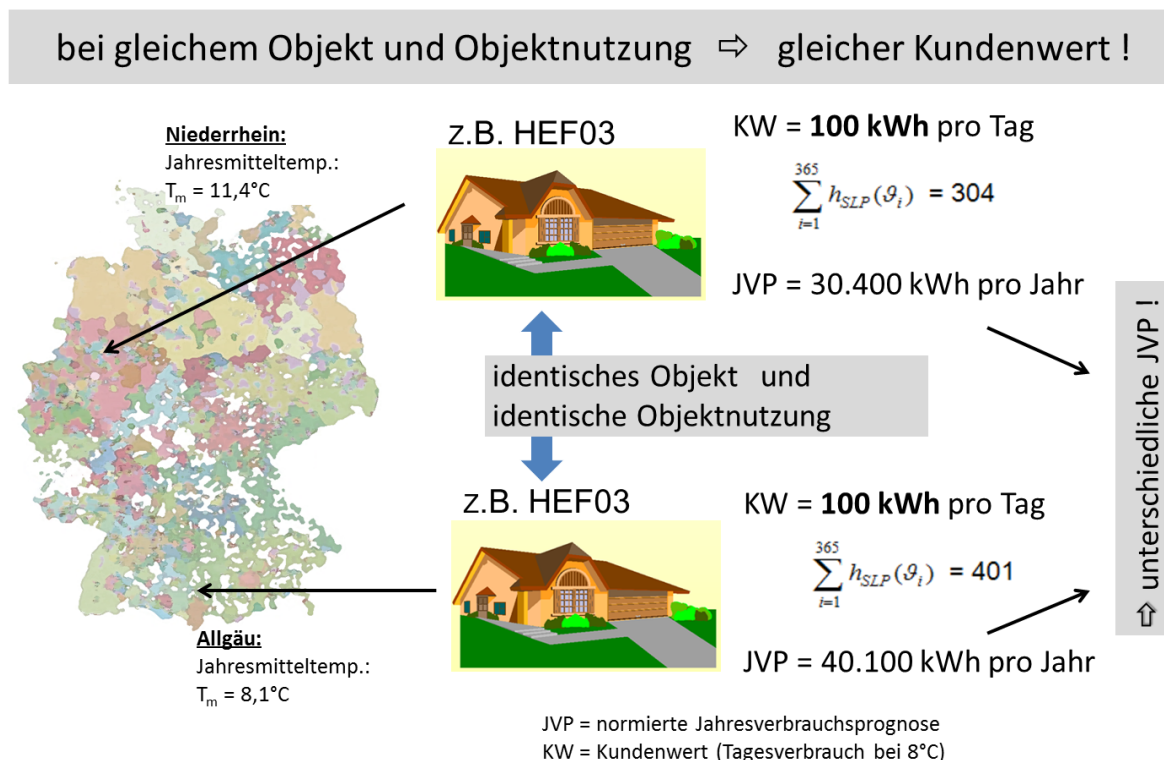
Jede Anpassung des Kundenwertes als bilanzierungsrelevanter Wert ist diskriminierungsfrei an die Transportkunden im Rahmen der Fristen aus der GeLi Gas bzw. des Lieferantenrahmenvertrages zu kommunizieren.

Änderungen an den Kundenwerten sind somit nicht geeignet, um hierdurch Abweichungen im Netzkonto über den die Allokationstageswert  $Q_{Taq}$  kurzfristig zu beeinflussen und somit ggf. die Einhaltung der Grenzen der monatlichen Netzkontenabrechnung sicherzustellen.

### **3.6.3 Zusammenhang Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose**

Ein in der Höhe gleicher Kundenwert bedeutet nicht, dass die Jahresverbrauchsprognose gleich groß ist. Der Kundenwert basiert immer auf den h-Werten der Temperaturmessstation,

die der Netzbetreiber zur Berechnung verwendet hat. Dies ist beispielhaft in Abbildung 4 für einen Kundenwert von 100 kWh pro Tag dargestellt.



**Abbildung 4** Kundenwerte und Jahresverbrauchsprognose

In § 24 Abs. 4 GasNZV ist geregelt, dass die Jahresverbrauchsprognose den Transportkunden als gesonderter Wert mitzuteilen ist. Das von der TU München und der FfE entwickelte Lastprofilverfahren beruht auf einem Kundenwert als Basiswert für die Bilanzierung, der einen durchschnittlichen Verbrauch des betrachteten Anschlussobjektes bei der Temperatur von  $8^\circ\text{C}$  darstellt.<sup>2</sup> Verbräuche an Tagen mit wärmerer Temperatur bzw. mit kälterer Temperatur werden über die temperaturabhängigen h-Werte aus dem SLP-Verfahren hierzu skaliert.

<sup>2</sup> Verwendet der Netzbetreiber die Jahresverbrauchprognose als bilanzierungsrelevante Größe, kann er die Formel zur Berechnung des Tagesverbrauches einer SLP Ausspeisestelle (siehe Abbildung 5) auch in der folgenden abgewandelten Form anwenden:

$$Q_{\text{Tag}} = \text{JVP} / M_{\text{SLP}} * h(T_{\text{Allg}}; \text{SLP-Typ}) * F_{\text{WT}} \quad \text{bzw.}$$

$$Q_{\text{Tag}} = \text{JVP} * h(T_{\text{Allg}}; \text{SLP-Typ}') * F_{\text{WT}} \quad (\text{hier sind die } M_{\text{SLP}} \text{ Werte in den Koef. SLP-Typ}' \text{ integriert})$$

Kundenwert (KW) = Tagesmenge beim Lastprofilsfunktionswert von „1“  
 = durchschnittlicher Tagesverbrauch bei einer Temperatur von 8°C<sup>3</sup>  
 (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 Temperaturmessstelle ist dann ein fester Wert und kann auf alle Zählpunkte mit diesen Eigenschaften einheitlich angewandt werden. Die Multiplikatoren  $M_{SLP}$  sind **festе Werte**, zumindest solange von einem unveränderten Klima in der Region ausgegangen wird. Da die Jahresverbrauchsprognose immer auf 365 Tage (d.h. keine Berücksichtigung von Schaltjahren) zu beziehen ist, sind auch für Berechnung der Multiplikatoren 365 Tage zu Grunde zu legen. Ebenso werden Wochentagfaktoren bei der Berechnung der Multiplikatoren nicht berücksichtigt.

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

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

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

---

<sup>3</sup> für SigLinDe Profile exakt 8°C; für TUM-Profile ca. 8°C

### 3.6.4 Erläuterungen zur Kundenwertfortschreibung

#### Lieferantenwechsel

Der Prozess Lieferantenwechsel führt i. d. R. zu einer Schlussabrechnung auf Basis eines Ablesewertes. Zunächst wird auch nach dem Lieferantenwechsel der bisherige Kundenwert fortgeschrieben 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.

Marktkommunikation der SLP-Verfahren relevanten Stammdaten

Im Rahmen der Marktkommunikation tauschen Netzbetreiber und Lieferant zählpunktscharf Stammdaten zum SLP-Verfahren aus. Hierbei ist folgender Verfahrensablauf vorgegeben:

1. Der Netzbetreiber ist Verantwortlicher u.a. für die SLP relevanten Datenfelder „TUM Kundenwert/Veranschlagte Jahresmenge Gesamt“, „Lastprofil“ und „Temperaturmessstelle“.
2. Bei Änderungen schickt der Netzbetreiber eine bilanzierungsrelevante Stammdatenänderung an den Lieferanten.
3. wenn der Lieferant keine Verarbeitbarkeitsfehler feststellt, übernimmt er die Stammdaten in sein System zur weiteren Verarbeitung.
4. Anschließend sendet der Lieferant innerhalb der vorgeschriebenen Frist eine Antwort auf die Stammdatenänderung.
5. Sollte der Lieferant abweichende Werte vorliegen haben, kann er seinerseits eine Stammdatenänderung senden, die dann der Netzbetreiber zu beantworten hat. Wobei der Netzbetreiber diese als Verantwortlicher ablehnen könnte.

Bei Widersprüchen, z.B. SLP-Typ: Profil G-SLP für eine Haushaltzählpunkt, sollte der Lieferant (oder auch in Folge dann der Netzbetreiber) zur Klärung zum Telefon greifen. Prozessual ist das Vorgehen, erstmals Annahme der Änderungen und dann Vorschlag für eine Abänderung (erneute Stammdatenänderung) vorgesehen.

Die verbindliche Beschreibung der Verfahrensschritte in der Marktkommunikation zur Stammdatenänderung ist den veröffentlichten edi@energy Dokumenten zu entnehmen.



### Kundenwertaktualisierung aus Ersatzwerten 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 des Verbrauches eine Mengenbestimmung über einen Ersatzwert (geschätzte Zählerstände) vorgenommen. Diese Ersatzwerte sollten **nicht** für Kundenwertberechnungen herangezogen werden. Es besteht sonst eine große 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 Transportkunden oder Letztverbraucher zurückgewiesen und dann korrigiert wird, muss auch ein hieraus bereits 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.

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 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 m<sup>3</sup> 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 Leerstandsauftretens, 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<sub>Leerstand</sub> = 0,2000 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  $W_{\text{max}}$  (z. B. 5.000 kWh) muss diese Abnahmestellen einer Kontrolle unterzogen werden, um Fehler auszuschließen. Es ist dabei auch zu prüfen, ob für diese Ausspeisestellen ein Zählverfahrenswechsel auf Leistungsmessung vorgenommen werden muss.

Im Haushalts- und Gewerbebereich gilt grundsätzlich:

$$KW \leq W_{\text{max}}^4$$

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:

$$0 \text{ kWh} < \text{Kundenwert HEF} \leq W_{\text{max\_HEF}}^4 \leq \text{Kundenwert HMF}$$

### 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).

<sup>4</sup> Die Werte  $W_{\text{max}}$  bzw.  $W_{\text{max\_HEF}}$  sind durch den Netzbetreiber festzulegen.

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 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 durch den Netzbetreiber 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. Bei einer Unterschreitung der Grenze kann ein Wechsel des Zählverfahrens auf schriftliches Verlangen des Anschlussnutzers und des Transportkunden unterbleiben.

### **Sperrung von Anlagen**

Kurzzeitige Sperrungen von Anlagen lösen keine Neuberechnung des Kundenwerts aus.

### **Zählerausbau / stillgelegte Anlagen**

Eine Kundenwertanpassung bei Zählerausbau ist nicht erforderlich, 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 annähernd gleichbleibend ist und sich in Folge dessen keine sprunghaften Änderungen in den Kundenwerten ergeben sollten.

Im Abschnitt „Ausgangsdaten für die Berechnung des Kundenwertes“ wird 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, wie eine Schwellenwertprüfung neuer gegen bisherige Kundenwerte, zurück.

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 Beanstandungs-

grund 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**

Lieferstellenscharfe „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 Referenzwerte 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 Gewerbepprofile, 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

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

### 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

Die Belieferung von Letztverbrauchern mittels Lastprofilen sollte auf einer Systematik beruhen, die für alle Marktbeteiligten einfach, transparent und nachvollziehbar ist.

Die Grundlagen der in diesem Leitfaden beschriebenen Verfahren und deren Systematik eröffnen die Möglichkeit einer deutschlandweit einheitlichen Anwendung. Dieser Leitfaden stellt dem Netzbetreiber hierfür einen standardisierten Werkzeugkoffer zur Verfügung, aus dem der Netzbetreiber die für sein spezifisches Netzgebiet bestpassenden Ausprägungen der verfahrensspezifischen Parameter insbesondere der Lastprofilfunktion wählen kann. Die endgültige Entscheidung zur Auswahl des angewendeten Parametersets liegt beim Netzbetreiber.

Hierbei ist für den Verteilnetzbetreiber die Vorgabe aus der Gasnetzzugangsverordnung § 24 Abs. 3 entscheidend: „Bei der Entwicklung und Anwendung der Standardlastprofile haben Verteilnetzbetreiber darauf zu achten, dass der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert wird.“

Traditionell haben sich bei den SLP Verfahren das synthetische Lastprofilverfahren und das analytische Lastprofilverfahren als Verfahrensansatz herausgebildet. Die Grundlage für beide Lastprofilverfahren bilden repräsentative Lastprofile zur Abbildung der Tagesmenge. Die Methodik der Mengenzuweisung folgt einem statistischen Nachfragemodell, bei dem jeder nicht täglich gemessenen Entnahmestelle eine Lastprofilfunktion für die Schwankungen der täglichen Energienachfrage zugewiesen wird. Die Formel der Lastprofilfunktion enthält unterschiedliche Parameter nach SLP-Typ für typische Kundenkategorien. Im synthetischen Verfahren werden die über alle nicht täglich gemessenen Entnahmestellen summierten Energiemengen nach Bilanzkreisen aggregiert und als endgültige Allokationswerte dem Marktgebietsverantwortlichen zugesandt. Im analytischen Verfahren gleicht der Netzbetreiber die Summe der synthetisch ermittelten Allokationsmengen für den Tag D mit einem von ihm ermittelten Wert für die gesamte Restlast des SLP-Segments ab. Grundlage hierfür stellt in dem ex-Ante Bilanzierungssystem für SLP Entnahmestellen nach der GABi Gas Festlegung die über Messwerte zeitnah ermittelte Restlast des Vor-Vortages D-2 dar. Systematische Abweichungen, wie der Temperaturunterschied zwischen dem Betrachtungstag D und dem Tag D-2 für die Restlastbestimmung oder auch des 2-Tages Wochentagsversatzes dürfen dabei mit einem Optimierungsverfahren angepasst werden.

Die Entscheidung für ein Lastprofilverfahren sowie die Lastprofile hat grundsätzlich der Netzbetreiber zu treffen. Allerdings ermächtigt die Gasnetzzugangsverordnung mit § 50 GasNZV Abs. 4 die Regulierungsbehörde zu den Standardlastprofilen sowie zu dem Lastprofilverfahren Festlegungen zu treffen. Dies hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung zu Regel- und Ausgleichsleistungen (GABi Gas 2.0) aufgegriffen und einige Vorgaben gegeben.

Für beide Verfahren gelten die in diesem Leitfaden beschriebenen Vorgaben als Rahmenbedingungen, die in der konkreten Umsetzung flexible Einstellmöglichkeiten erlauben. In nachfolgenden Kapiteln und Darstellungen werden mit einfachen Beispielen die Verfahren und deren grundlegende Prinzipien vermittelt.



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).

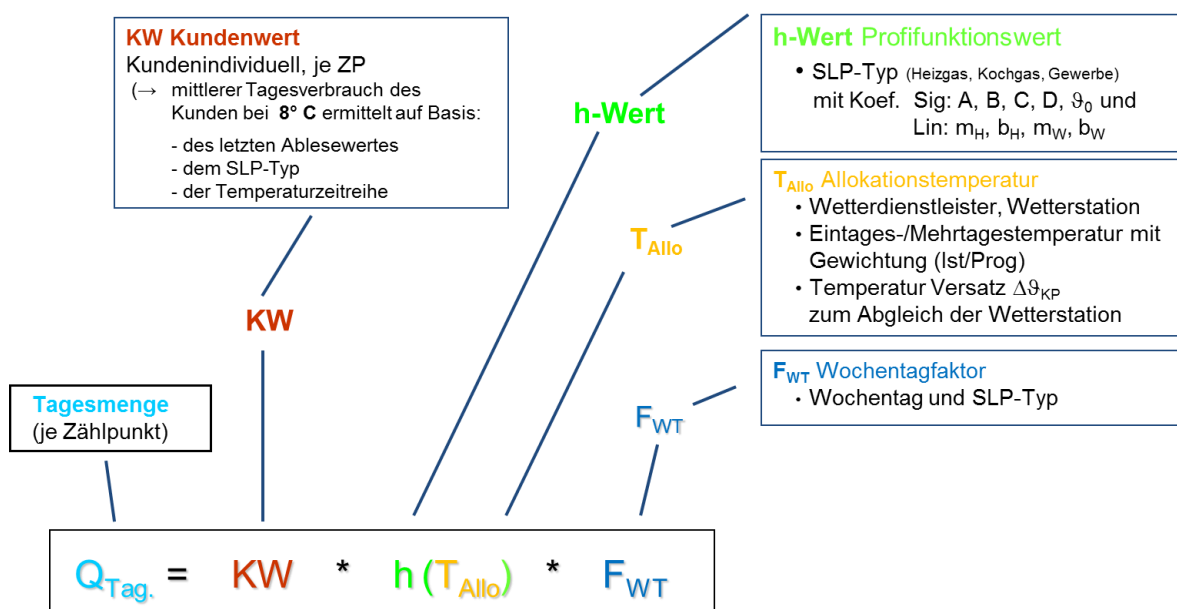
#### 4.1 Synthetisches Lastprofilverfahren

Das synthetische Lastprofilverfahren ist eine „bottom up“-Methode ohne eine analytische Berücksichtigung des zeitnahen Netzzustandes und ausschließlich auf Grundlage verfahrensspezifischer Parameter. Die Grundlage bei der synthetischen Mengenermittlung bilden die vom Netzbetreiber festgelegten repräsentativen Lastprofile für jede Entnahmestelle.

Ausgehend von diesen Lastprofilen und deren Funktionskoeffizienten, dem Kundenwert und der Allokationstemperatur (Mehrages-Temperatur mit Gewichtung nach der geometrischen Reihe oder einfache Tagesmitteltemperatur als Vorhersagewert für die Allokationstemperatur) 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 dabei aus der folgenden Formel:

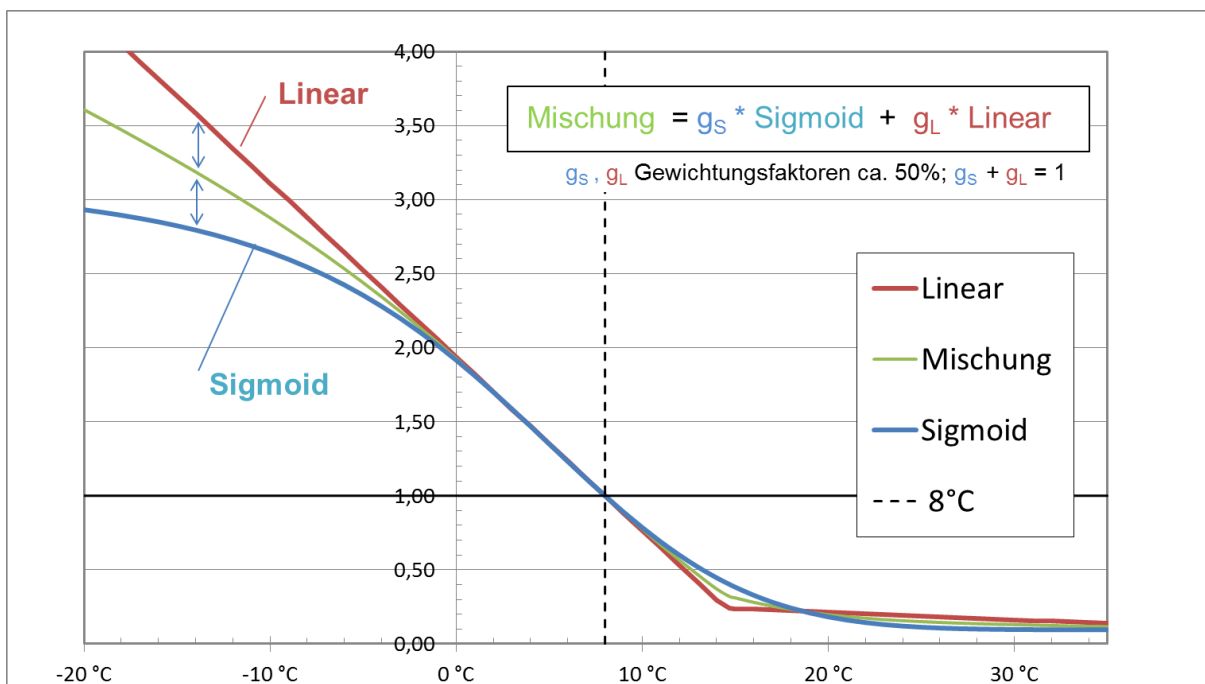


**Abbildung 5** Formel zur Berechnung des Tagesverbrauches einer SLP Ausspeisestelle

Als Profifunktion wurde bis 2014 in der Regel die von der TU-München entwickelten Sigmoidfunktion verwendet und von der überwiegenden Anzahl an Verteilnetzbetreibern eingesetzt. Im Rahmen des Statusberichts zum SLP Gas Verfahren [FfE01] wurde der sigmoide Verlauf als Profifunktion überprüft und eine Verbesserungsmöglichkeit durch eine

Linearisierung festgestellt. Hierdurch kann vor allem in sehr kalten Temperaturbereichen die bisherige Profilkurve angehoben werden, ohne die sehr gute Passgenauigkeit im Bereich der üblichen Heiztemperaturen zu verändern. Zudem wird hierdurch der Knick im Übergangsbereich Heiz- zu Warmwasserphase (zwischen 14 – 16 °C) etwas schärfer. Auch konnte im Rahmen der Profiländerungen der Warmwasserbereich im Sommer an die dort festgestellten Verbräuche justiert werden.

Die Linearisierung wurde durch eine Verschmelzung der bisherigen Sigmoidfunktion mit zwei linearen Doppelgraden (Heizgerade und Warmwassergerade), wie in Abbildung 6 dargestellt, vorgenommen.



**Abbildung 6** Schema zur Ableitung der SigLinDe Profile

Im Rahmen der Einführung der neuen Profilkurve wurde sich darauf verständigt, dass die damit vorgegebene Lastprofil-Funktionsformel für die Abbildung von Standardlastprofilkunden in Deutschland einheitlich zur Anwendung kommen soll.

Damit können sowohl die bisherigen Sigmoid Profile der TUM weiter abgebildet werden, als auch rein lineare Funktionen, wie sie von einzelnen Netzbetreibern angewandt werden.

Der Sigmoid-Anteil wird mit der folgenden Formel

$$f(\vartheta)_{\text{Sigmoid}} = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D$$

mit den Koeffizienten A, B, C und D sowie der Referenztemperatur  $\vartheta_0$  abgebildet.

Der Lineare-Anteil wird mit den zwei linearen Geraden, eine für den Heizgasbereich und eine für den Warmwasserbereich nach der folgenden Formel

$$f(\vartheta)_{\text{Linear}} = \max\{m_H \cdot \vartheta + b_H; m_W \cdot \vartheta + b_W\}$$

mit den Koeffizienten  $m_H$ ,  $b_H$  und  $m_W$ ,  $b_W$  abgebildet. Hierbei stellt der Koeffizient  $m$  jeweils die Steigung der Gerade und der Koeffizient  $b$  den Aufsatzpunkt der Gerade bei 0°C dar.

Beide Funktionen werden für die allgemeingültige Profilfunktion additiv verknüpft:

$$h(\vartheta) = f(\vartheta)_{\text{Profilfunktion}} = f(\vartheta)_{\text{Sigmoid}} + f(\vartheta)_{\text{Linear}}$$

bzw.

$$h(\vartheta) = \left[ \left( \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right) \right] + \left[ \max \left\{ \begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix} \right\} \right]$$

mit A, B, C, D und  $\vartheta_0$  und

mit  $m_H$ ,  $b_H$ ,  $m_W$ ,  $b_W$ .

**Abbildung 7** einheitliche Lastprofilfunktion SigLinDe

Für die Berechnung des Profilfunktionswerts für den Folgetag wird die Allokationstemperatur des Folgetages eingesetzt. Die Bildung der Allokationstemperatur ist in Kapitel 3.5.2 beschrieben.

Zur Berechnung der Tagesmenge  $Q$  für den Tag D wird der Kundenwert  $KW$  mit dem Wert der Profilfunktion  $h(\vartheta)$  und mit dem Wochentagfaktor  $F_{WT}$  multipliziert.

$$Q(D) = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$

**Abbildung 8** einheitliches Berechnungsverfahren für die Tagesmenge

Somit ergibt sich obige einheitliche Formel zur Berechnung der Tagesmengen bzw. zur Anpassung der täglich allokierten Menge eines SLP-Ausspeisepunktes unter Berücksichtigung der folgenden Faktoren:

- Kundenwert
- Lastprofilfunktionswert mit der Allokationstemperatur und
- Wochentagfaktor.

#### 4.1.2 Beispiel synthetisches Lastprofilverfahren

Der Transportkunde A beliefert einen Letztverbraucher X mit dem TUM-Profil Haushaltsprofil D14 (Haushalt < 50.000 kWh, Deutschland, Ausprägung 04). Der Kundenwert beträgt 50 kWh pro Tag.

Der Transportkunde B beliefert einen Letztverbraucher Y mit dem SigLinDe Gewerbeprofil 4OK (Gebietskörperschaften, Ausprägung 04). Der Kundenwert beträgt 400 kWh pro Tag.

Die Ermittlung von Kundenwerten ist in Anlage 1 beschrieben.

#### Schritt 1: Berechnung der anzusetzenden Temperatur:

Je nachdem welche Temperaturzeitreihe der Netzbetreiber verwendet (siehe 3.5.2), wird für die Allokationstemperatur entweder die Eintagesmitteltemperatur oder eine bewertete Temperatur z. B. mit der Gewichtung der geometrischen Reihe berechnet.

Zur Berechnung der Tagesmenge für den 27. Januar 2015 auf Grundlage der geometrischen Reihe werden folgenden Temperaturdaten benötigt.

$T_D$  (Vorhersagetemperatur für 27.01.2015) = -2,0 °C

$T_{D-1}$  (Vorhersagetemperatur für 26.01.2015) = 0,5 °C

$T_{D-2}$  (Ist-Temperatur für 25.01.2015) = 3,4 °C

$T_{D-3}$  (Ist-Temperatur für 24.01.2015) = 3,6 °C

$$T_{\text{Allokation}} = \frac{T_D + 0,5 \cdot T_{D-1} + 0,25 \cdot T_{D-2} + 0,125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

Die Gewichtung nach der geometrischen Reihe beträgt bei den einzelnen Tageswerten:

$g(D) = 0,5333$

$g(D-1) = 0,2667$

$g(D-2) = 0,1333$

$g(D-3) = 0,0667$

$\Sigma g(\text{Tag}) = g(D) + g(D-1) + g(D-2) + g(D-3)$

$$\Sigma g(\text{Tag}) = 0,5333 + 0,2667 + 0,1333 + 0,0667 = 1,0000$$

$$T(\text{bewertete Temp.}) = 0,5333 \cdot -2,0 \text{ °C} + 0,2667 \cdot 0,5 \text{ °C} + 0,1333 \cdot 3,4 \text{ °C} + 0,0667 \cdot 3,6 \text{ °C}$$

$$T(\text{bewertete Temp.}) = -0,2399 \text{ °C}$$

$$T(\text{Allokation}) = -0,2 \text{ °C} \text{ (zum Vergleich mit der Eintagesmitteltemperatur hier beispielhaft auf eine Nachkommastelle gerundet)}$$

Unter Anwendung der geometrischen Reihe ergibt sich damit die Allokationstemperatur von -0,2 °C.

Wird die Eintagesmitteltemperatur verwendet, dann ist in diesem Beispiel  $T_D$  (Vorhersagetemperatur für 27.01.2015) = -2,0 °C die Allokationstemperatur.

## Schritt 2: Berechnung der synthetischen Tagesmenge je Transportkunde:

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

Koeffizienten	TUM – Profil
EDI-Code	D14
A =	3,1850191
B =	-37,4124155
C =	6,1723179
D =	0,0761096
$\vartheta_0$ =	40,0
$m_H$ =	0,0000000
$b_H$ =	0,0000000
$m_W$ =	0,0000000
$b_W$ =	0,0000000

Koeffizienten	SigLinDe
EDI-Code	4OK
A =	1,4256684
B =	-36,6590504
C =	7,6083226
D =	0,0371116
$\vartheta_0$ =	40,0
$m_H$ =	-0,0809359
$b_H$ =	1,2364527
$m_W$ =	-0,0007628
$b_W$ =	0,1002979

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

$$h(\vartheta) = \left[ \left( \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right) \right] + \left[ \max \left\{ \begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix} \right\} \right]$$

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

Datum	Temperatur $\vartheta$ [°C]	Profil	h-Wert	Wochentag- faktor (F)
Di. 27.01.2015	-0,2	D14	2,01613	1,0000

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

Datum	Temperatur $\vartheta$ [°C]	Profil	h-Wert	Wochentag- faktor (F)
Di. 27.01.2015	-0,2	4OK	2,24285	1,0523

Die synthetische Tagesmenge berechnet sich nach folgender Formel:

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

SLP-Menge Transportkunde A = 50 kWh x 2,01613 x 1,0000 = 100,8067 kWh pro Tag

SLP-Menge Transportkunde B = 400 kWh x 2,24285 x 1,0523 = 944,0611 kWh pro Tag

### Schritt 3: Allokationsergebnis für den Bilanzkreis:

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

### Schritt 4: Mehr-/Mindermengenausgleich:

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

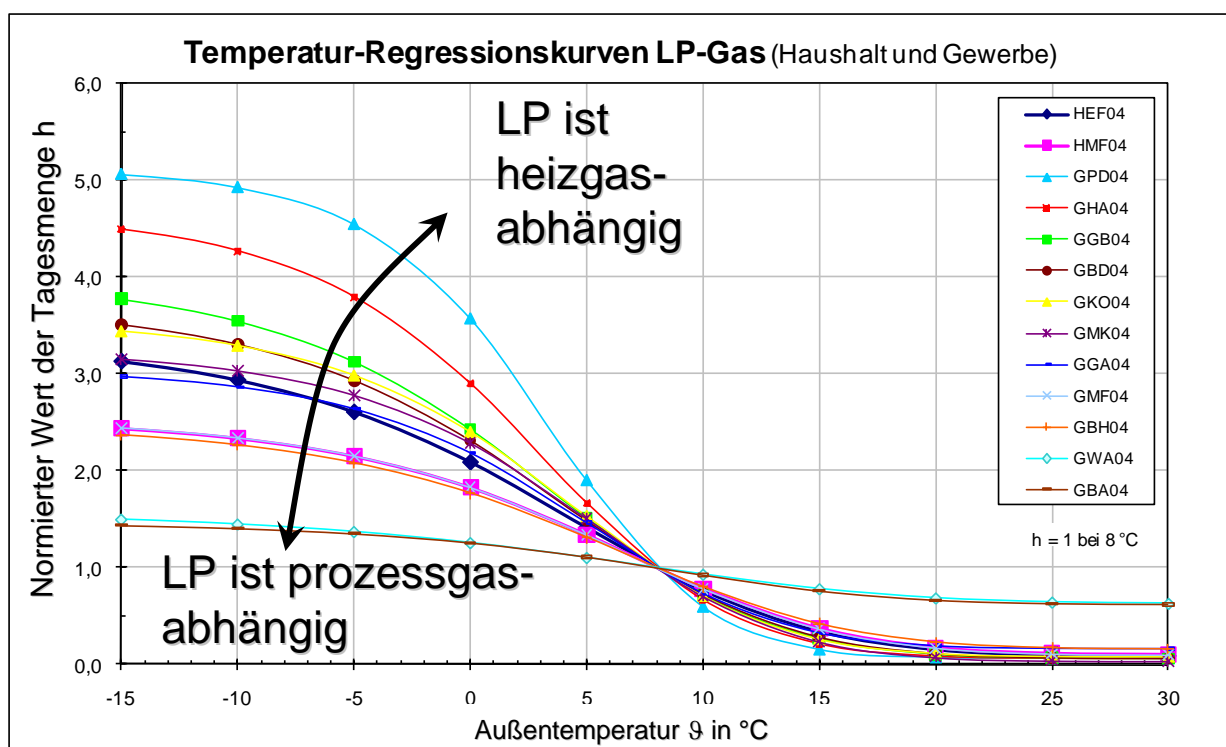
#### 4.1.3 Anpassung der Profilkfaktoren im synthetischen Lastprofilverfahren

Die TU München hat im Rahmen ihrer grundlegenden Arbeiten drei Haushalts-/Heizgasprofile sowie ein großes Spektrum an SLP-Typen im Gewerbe-/Handel-/Dienstleistungsbereich vorgegeben. Die vollständige Profilübersicht 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.

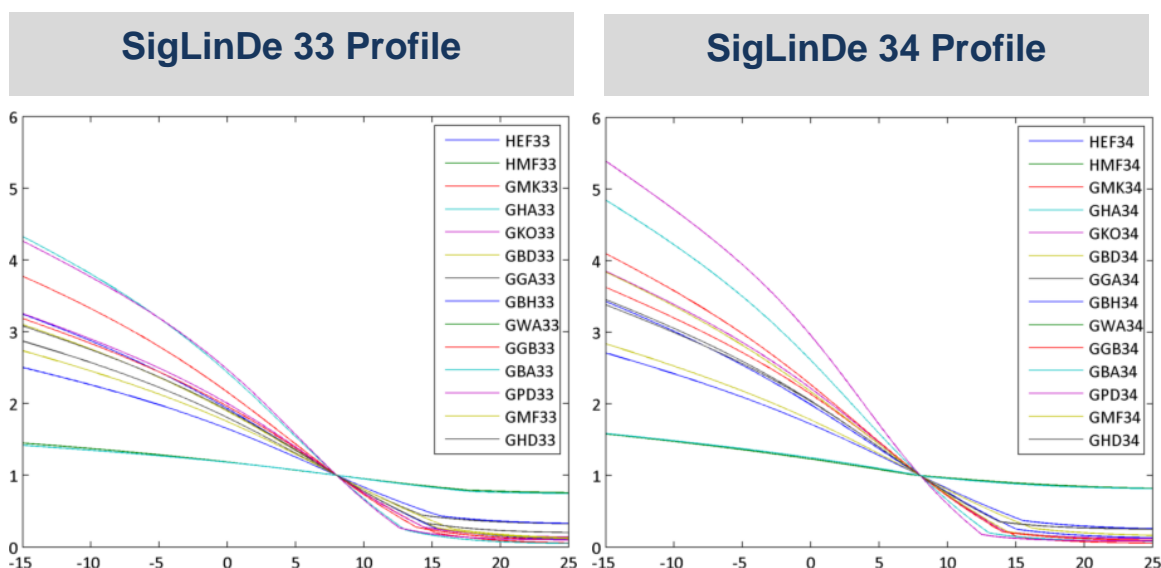
Aus den Untersuchungen zum Statusbericht SLP Gas Verfahren hat die FfE im Rahmen der Weiterentwicklungen für die Profilausprägungen 03 und 04 linearisierte Profile ermittelt. Diese SigLinDe Profile sind insbesondere auf die Abbildung des Restlastverlaufs für den kalten

Temperaturbereich abgestimmt. Auch diese linearisierten Profile des Typs SigLinDe sind im Anhang dargestellt.

Mit diesen Standardprofilen und Ausprägungen steht ein weites Spektrum an möglichen Profilfunktionen 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 über die einzelnen Lastprofile lässt sich ein weites Spektrum an Temperatur-Regressionskurven mit unterschiedlichsten Steigungen abbilden. Die Abbildung 9 für die TUM-Profile und die Abbildung 10 für die SigLinDe-Profile zeigen, wie mit der Auswahl der entsprechenden SLP-Typen eine große Bandbreite an potenziellen Temperaturregressionsfunktionen abgedeckt werden kann.



**Abbildung 9** Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen Sigmoid-Profile nach TUM in der Ausprägung 04



**Abbildung 10** Darstellung der Temperaturabhängigkeit der einzelnen Lastprofiltypen SigLinDe-Profile nach FfE in der Ausprägung 33 und 34 [FfE02]

Die vorhandenen und in diesem Leitfaden veröffentlichten SLP-Koeffizienten nach TU München sowie die SigLinDe-Profile, werden als im Sinne der gaswirtschaftlichen Sorgfalt als geeignet für das Erreichen einer hinreichenden Allokationsgüte beim Netzbetreiber angesehen.

### Netzindividuelle Koeffizienten

Eine Anpassung der SLP-Koeffizienten an netzindividuelle Gegebenheiten wird nur in Sonderfällen für notwendig erachtet, wenn regionale Besonderheiten bei einem Verteilnetzbetreiber vorliegen und hierdurch nachweislich eine erhebliche Verbesserung des Netzkontenverlaufs erreicht wird. Die netzindividuelle Anpassung kann dabei im Rahmen der vorgegebenen Profilfunktion und der hierfür vorgegebenen Koeffizienten A, B, C, D und  $\vartheta_0$  und  $b_H$ ,  $m_H$ ,  $b_W$  und  $m_W$  vorgenommen werden. Die angepassten Koeffizienten sind nach den Vorgaben aus der Anlage 4 zum Lieferantenrahmenvertrag Gas in der vorgesehenen Excel-Datei für die verfahrensspezifischen Parameter einzutragen und auf der Internetseite zu veröffentlichen.

#### 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 bzw. der zeitnahe Netzzustand im Rahmen der Allokation explizit nicht berücksichtigt wird.

Korrekturfaktoren beim synthetischen Lastprofilverfahren dürfen nicht angewendet werden.

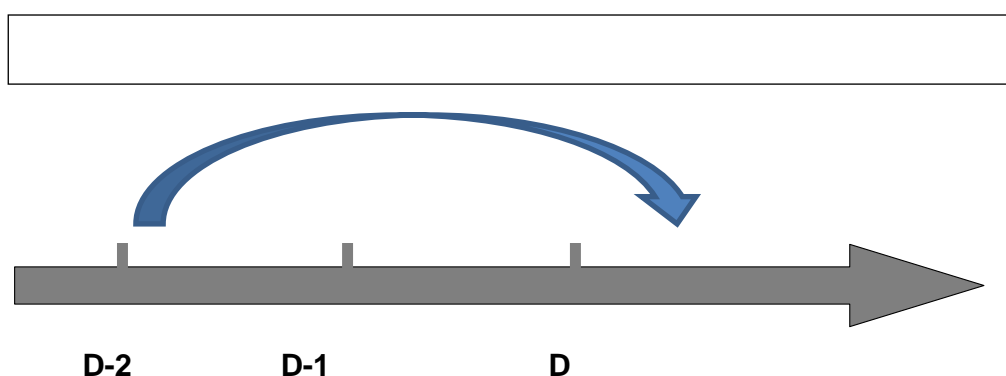


Ausnahmen von diesem Grundsatz sind bilateral zwischen dem Verteilnetzbetreiber und Bundesnetzagentur abzustimmen. Die Transportkunden sind über die Anwendung mit einer Frist von 2 Monaten zum Ende eines Kalendermonats in Textform (siehe Lieferantenrahmenvertrag, § 5 Abs. 3) zu informieren. Die Bestandteile inkl. der Berechnungsmethodik und die Anpassung eines Korrekturfaktors teilt der Netzbetreiber den Transportkunden mit einer Frist von 1 Monat zum Ende eines Kalendermonats in Textform mit. Bei Änderung des Korrekturfaktors gelten ebenso die vorgenannten Informationspflichten.

## 4.2 Analytisches Lastprofilverfahren

Ausgangspunkt des analytischen Lastprofilverfahrens ist jeweils eine Tagesmenge, die für die Gesamtlast aller nicht-leistungsgemessenen Verbraucher gemeinsam bestimmt wird. Diese jeweilige Tagesmenge der Restlast wird dabei in der Regel aus Messwerten gebildet, die sich aus der Aggregation der leistungsgemessenen Verbraucher und der stündlich gemessenen Übernahmestationen zusammensetzen. Daher berücksichtigt das analytische Verfahren für die Bestimmung der Mengen der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher in der Regel den zeitnahen Netzzustand.

Da im Rahmen der GABi Gas Bilanzierung der Netzbetreiber neben der Ermittlung der historischen Daten auch insbesondere für die Mengenbestimmung des kommenden Tages verantwortlich ist, wurde die messtechnisch ermittelte Restlast des Vortages als Näherungswert für den morgigen Tag im Rahmen der ersten GABi Gas Festlegung vorgeschrieben. Mit der GABi Gas 2.0 soll dieses Verfahren weiterentwickelt werden. Grundlage hierbei soll weiterhin die Restlast des Vorvortages (D-2) bei der Ermittlung der Menge des relevanten Tages D sein.



**Abbildung 11** Zeitlicher Mengenversatz für analytische Bilanzierung nach GABi Gas

Die ermittelte Restlast des Tages D-2 mit der korrespondierenden Ist-Temperatur bildet die Grundlage für die zu ermittelnde Liefermenge für den Liefertag D mit der dazugehörigen Vorhersagetemperatur. Um die damit gegebenen systemimmanenten Abweichungen auf Grund

der Unterschiede zwischen der Ist-Temperatur am Tag (D-2) und der Vorhersagetemperatur für den Liefertag (D) zu minimieren, kann die ermittelte Restlast des Vorvortages (D-2) mit Hilfe der Anwendung eines Optimierungsverfahrens für die zu ermittelnde Liefermenge am Tag D angepasst werden.

Zur Ermittlung der analytischen Lastprofil-Menge für den Tag D wird am Tag vor der Lieferung (D-1) die SLP-Gesamtmenge d. h. die Restlast, ausgehend von den Messwerten der Netzkopplungspunkte vom Vortag (D-2) abzüglich der leistungsgemessenen Letztverbraucher, bestimmt. Diese Restganglinie entspricht im Idealfall dem Lastverlauf der gesamten Letztverbraucher, denen vom Netzbetreiber zur Bilanzkreisabrechnung ein Lastprofil zugeordnet wurde. Da für diese Berechnung der Letztverbraucherabsatz ermittelt werden soll, ist insbesondere bei Netzen mit einem Mehrtages- bzw. Wochennetzpuffer und entsprechender Fahrweise der Füllzustand des Netzpuffers zur Bestimmung der Restlast zu berücksichtigen. Gleiches gilt für Speicher, auch wenn diese dem Netz zugeordnet sind. Im Bilanzierungssystem erfolgt die Berücksichtigung durch eine Datenmeldung mit den Zeitreihentypen Entryso und Exitso.

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

**Abbildung 12** Beispiel zur Ermittlung des Restlastgangs / zu verteilende SLP-Menge

(analog Leitfaden BKM – Abbildung 75: Berechnung der Netzkontosalden)

Um auf die Tagesmenge der einzelnen Zählpunkte zu kommen, bedient sich das analytische Lastprofilverfahren einer „top down“-Methode<sup>5</sup> zur Zerlegung der ermittelten Gesamtmenge. Dabei erfolgt beim erweiterten analytischen Verfahren die Aufteilung auf die Zählpunkte gemäß den vergebenen Lastprofilen und einer analog dem synthetischen Lastprofilverfahren berechneten Tagesmenge, die als Zerlegungs- bzw. Gewichtungsfaktoren herangezogen werden.

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.

Die Aufteilung (Zerlegung) 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) werden in der Regel unter Zugrundelegung der Temperatur des entsprechenden Tages d. h.  $T(D-2)$  berechnet. Da für diesen Tag bereits IST-Temperaturen vorliegen, werden diese herangezogen. Aufteilungen die für den Tag D erfolgen, wie z.B. die Restlast vom Tag (D-2) im Rahmen des 2 Tagesversatzes, werden in der Regel analog unter Verwendung der Vorhersagetemperatur für D durchgeführt.

Die Zerlegungsfaktoren einer Letztverbrauchergruppe werden auf Basis der eingesetzten synthetischen Lastprofile (z.B. TUM-Profile oder SigLinDe FfE-Profile) ermittelt.

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 Allokation der RLM-Mengen mit Bilanzierungsbrennwert im Bilanzkreis. Der zu diesem Zeitpunkt in der Regel noch nicht bekannte Abrechnungsbrennwert wird in den bilanzkreisrelevanten Meldungen für den Tag D+1 nicht verwendet.

Wie aus der vorstehenden Abbildung 12 ersichtlich ist, spielen beim analytischen Verfahren die leistungsgemessenen Ein- und Ausspeisestellen eine wesentliche Rolle bei der Ermittlung der Restlast. Zum Zeitpunkt der Bilanzierung liegt für diese Stellen noch kein endgültiger

---

<sup>5</sup> Eine solche top-down Aufteilung kann insbesondere auch im synthetischen Verfahren an den Tagen vom Netzbetreiber angewandt werden, bei denen vom Marktgebietsverantwortlichen Ersatzwerte gebildet wurden und diese Mengen mit dem Ersatzwertfaktor lieferstellenscharf rückverteilt werden müssen.

Brennwert gemäß des Regelwerks des DVGW G685 vor. Hilfsweise ist aus diesem Grund 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 Vorvormonatsabrechnungsbrennwert, 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 Korrektur für die am Vortag ermittelten SLP-Ausspeisepunkte explizit ausgeschlossen. Dies betrifft auch Brennwert- oder Ersatzwertkorrekturen. Eine nachträgliche Anpassung ist auch für analytisch ermittelte Ausspeisemengen der Lastprofile, auf Basis der Restlast, nicht zulässig.

Die Änderungen durch die Abschaffung der RLM Mehr-Mindermengenabrechnung und die zusätzliche Versendung von abrechnungsrelevanten Zeitreihen an den Marktgebietsverantwortlichen durch GABi Gas 2.0 ab 01.10.2015 haben daher keine Auswirkungen auf die Mengenermittlung im SLP-Verfahren<sup>6</sup>.

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. Dabei werden die in diesem Leitfaden (TU München Profile sowie die Weiterentwicklung zu den SigLinDe Profilen durch die FfE) vorgestellten Gewerbe-, Kochgas- und Heizgasprofile im Rahmen der Netzbilanzierung, der zählpunktscharfen Aufteilung und der Mehr-/Mindermengenabrechnung angewendet. 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 „top-down“ Verteilungsverfahren**

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. Ver-

---

<sup>6</sup> Dies trifft sowohl in der analytischen Bilanzierung mit der Restlast vom Tag D-2 als auch beim der Mengenermittlung im synthetischen SLP Verfahren zu; Auswirkungen gibt es aber bei der Netzkontobetachtung.

einfachend wird weiter von nur zwei Lastprofil-Typen (I und II)<sup>7</sup> ausgegangen. Im Rahmen des Lastprofilverfahrens sind die nachfolgenden Schritte entsprechend durchzuführen.

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

SLP-Ausspeisepunkte	LP-Typ	Lieferant	Kundenwert	h(9=4°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
<b>Summe</b>			<b>1446</b>		<b>2087,072236</b>

### 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.

<sup>7</sup> vereinfachte Berechnung hier ohne Wochentagfaktoren

**Tabelle 2** Beispiel - Berechnung der Zerlegungsfaktoren

LP-Typ	synth. Tagesmenge	Zerlegungs- faktor
I	834,903864 $= (1) = \Sigma(S3), I$	0,400036 $= (4) = (1)/(3)$
II	1252,168373 $= (2) = \Sigma(S3), II$	0,599964 $= (5) = (2)/(3)$
<b>Summe</b>	<b>2087,072236</b> $= (3)$	<b>1</b>

<b>Restlastgang</b>	<b>2250</b> $= (6)$	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** Beispiel - Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die LP-Typen

LP-Typ	analytische Tagesmenge
I	900,0801 $= (7) = (6) * (4)$
II	1.349,9191 $= (8) = (6) * (5)$
<b>Summe</b>	<b>2.250</b>

### 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** Beispiel - Berechnung der Gewichtungsfaktoren je Transportkunde und Lastprofiltyp

LP-Typ / Transportkunde	Summe Kundenwert	Gewichtungs- faktor	analytische Tagesmenge
I	568 $= (9) = \Sigma(S1), I$		
II	878 $= (10) = \Sigma(S1), II$		
<b>Summe</b>	<b>1446 <math>= (11)</math></b>		
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 $= (21) = (7) * (17)$
<b>Zw-Summe</b>	<b>568</b>	<b>1</b>	<b>900,0808092</b>
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 $= (23) = (8) * (19)$
<b>Zw-Summe</b>	<b>878</b>	<b>1</b>	<b>1349,919778</b>
<b>Gesamt</b>			<b>2250</b>

#### 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** Beispiel - Berechnung der analytischen Tagesmenge pro Lieferant

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

#### Schritt 5: Allokationsergebnis für den Bilanzkreis

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

#### Schritt 6: Mehr-/Mindermengenausgleich

Nach der Zählerstandermittlung 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 MGW zu berücksichtigen. Die genaue Vorgehensweise der Mehr-/Mindermengenausgleichung ist dem Leitfadens Bilanzkreismanagement zu entnehmen.

#### Beispiel 2 „top-down“ Verteilungsverfahren

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** Beispiel - SLP-Ausspeisepunkte im Netzgebiet; zwei Lastprofiltypen I und II

SLP-Ausspeisepunkte	LP-Typ	Lieferant	Kundenwert	$h(9=4^{\circ}\text{C})$	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
<b>Summe</b>			<b>1446</b>		<b>2087,072236</b>

**Schritt 1:** Berechnung der synthetisch ausgerollten Tagesmenge

Für jeden Lieferanten wird die synthetische Tagesmenge berechnet.

**Tabelle 7** Beispiel für die Verteilung der analytischen Tagesmenge auf die Lieferanten

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

**Schritt 2:** Berechnung des Skalierungsfaktors

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



**Tabelle 8** Beispiel für die Berechnung des Skalierungsfaktors

Restlastgang	2.250 = (4)
Skalierungsfaktor	1,078065 = (5) = (4)/(3)

### Schritt 3: Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant

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

**Tabelle 9** Berechnung der analytischen Tagesmenge je Lieferant

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

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

## 4.2.3 Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytisches Lastprofilverfahren

Im analytischen Verfahren ist das Ausgangsverfahren ein Zeitversatz von zwei Tagen. Der Restlastgang von D-2 kann der Allokation für D zu Grunde gelegt werden. Dieser Zeitversatz führt zu einer Abweichung zwischen Allokation und Restlastgang am Liefertag. Der ANB hat die Möglichkeit, über die Anwendung von geeigneten Optimierungsverfahren diese Abweichungen so gering wie möglich zu halten.

Durch die Anwendung von Optimierungsverfahren und deren Optimierungsfaktoren entsteht eine erweiterte Informationspflicht der Ausspeisenetzbetreiber. Die Optimierungsfaktoren, sowie bilanzierungsperiodenabhängige, anwendungsspezifische Parameter sind massengeschäftstauglich, in elektronischer Form, täglich auszutauschen (siehe hierzu Kapitel 5.4). Des Weiteren ist der Transportkunde mit einer Frist von 2 Monaten 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 Berechnungs-

Methodik des Optimierungsfaktors gelten ebenso vorgenannte Informationspflichten mit einer verkürzten Frist von einem Monat.

Wesentlichen Einfluss auf Abweichungen im Netzkonto, die durch die Systematik des Zweitagesversatzes beim analytischen Lastprofilverfahren entsteht, haben:

- die Temperaturabweichung von D-2 zu D und
- der Wochentagsversatz.

Je höher die Temperaturabweichung ist, umso höher wirkt sich diese Einflussgröße auf die Netzkontenabweichung aus. Eine Möglichkeit, die zu einer Reduzierung der Netzkontenabweichungen führen kann, ist die Ermittlung einer Temperaturregression für das gesamte Netzgebiet.

Da sich der Einfluss des Wochentags hauptsächlich im Gewerbebereich auswirkt, ist bei dieser Einflussgröße im Vorfeld zu prüfen, wie hoch die jeweiligen Gewerbeanteile an der Gesamt-SLP-Menge sind.

Es gilt, die mittels eines täglichen Optimierungsverfahrens Abweichung zu minimieren.

Da die Anwendung des Optimierungsverfahrens in die Allokationsergebnisse einfließt, ist wie bei der Allokation selbst ein IT-gestützter, automatisierter Prozess notwendig.

Nachfolgend sind zwei Beispiele für ein Optimierungsverfahren mittels linearer Regression und Wochentagsversatz aufgeführt. Beispiel 1 geht von einer Netzregressionsgerade aus und setzt darauf eine Wochentagsoptimierung zum Zweitageszeitversatz auf. Im Beispiel 2 wird gezeigt, wie die Abweichungen zwischen Allokation und Restlast bei täglichen Betrachtung des Netzkonto aus dem Zweitageszeitversatz des analytischen Lastprofilverfahrens nach GABi Gas Vorgabe unter Anwendung einer Optimierungsmethoden verbessert werden kann.

Vor der Anwendung eines Optimierungsverfahrens muss der Netzbetreiber die Wirksamkeit der Vorgehensweise netzspezifisch prüfen.

### **Beispiel 1 zur Optimierung des analytischen Verfahrens: *Netzregressionsfunktion und Wochentagsoptimierung***

#### **Schritt 1: Datenbasis aufbereiten**

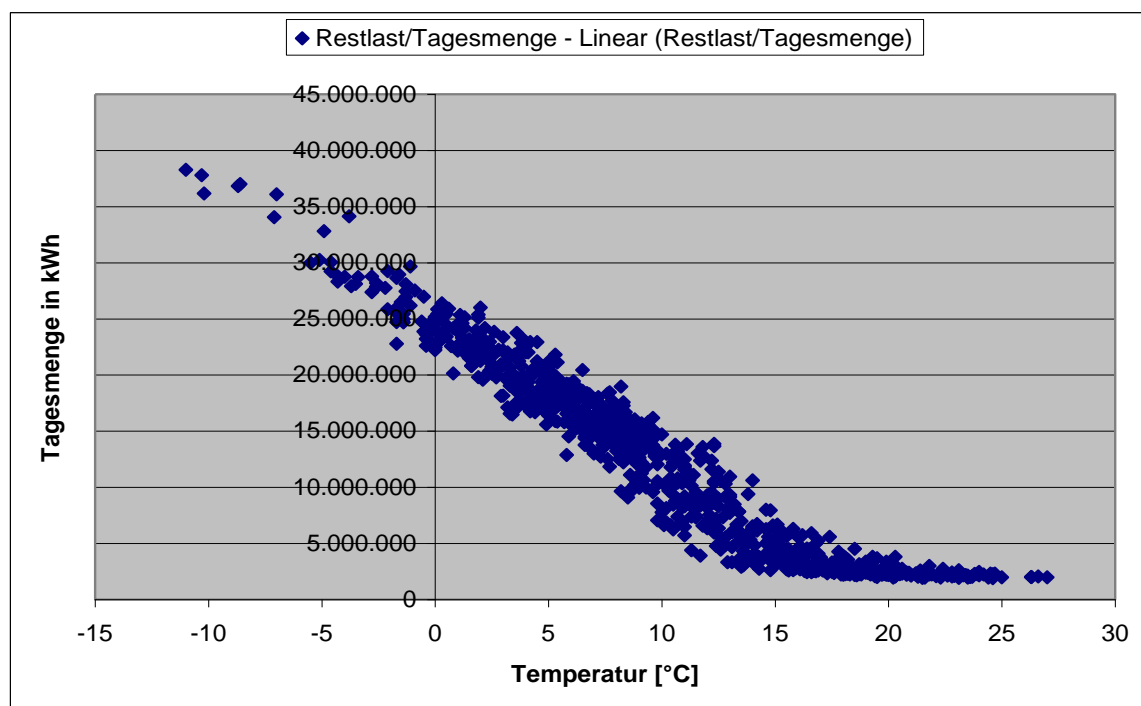
Zusammenstellung der Restlast für einen repräsentativen Zeitraum (mindestens ein Kalenderjahr oder Gaswirtschaftsjahr, empfohlen 2 – 3 Jahre). Eine Überprüfung auf Plausibilität der Daten sollte auf jeden Fall innerhalb der Datenaufbereitung durchgeführt werden.

**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 Netzregressionsfunktion 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 13** Beispiel für die Ermittlung einer Netzregressionsfunktion

Die zu verwendende Restlast ist auf den relevanten Heizgasbereich einzugrenzen. Als Grundlage werden in diesem Beispiel Heiztage mit einer Grenztemperatur unterhalb von 15°C herangezogen.

### Schritt 3: Ermittlung des Faktors für den Wochentag

Der Wochentagsversatz ist weitgehend für Gewerbekunden von Bedeutung. Hierzu wird auf die im Anhang 6 dieses Leitfadens aufgeführten Wochentagsfaktoren zurückgegriffen. Nachfolgend werden diese Faktoren über den Kundenwertanteil des einzelnen Profils am Gesamtkundenwert gewichtet.

**Tabelle 12** Beispielhafte Ermittlung der Wochentagsoptimierungsfaktoren

Basis Stammdaten

Profil	Summe Kundenwert je Profil	Summe Kundenwert gesamt	Anteil Kundenwert an Gesamt
	(S1)	$S2 = \sum(S1)$	$(S3) = (S1)/(S2)$
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

Gewerbepprofil							
	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	<b>0,99811</b>
Dienstag auf Donnerstag	1	<b>1</b>
Mittwoch auf Freitag	0,99811133	<b>0,99811</b>
Donnerstag auf Samstag	0,98114885	<b>0,98115</b>
Freitag auf Sonntag	0,98864651	<b>0,98865</b>
Samstag auf Montag	1,01921334	<b>1,01921</b>
Sonntag auf Dienstag	1,01531183	<b>1,01531</b>

(1,0038/1,0057)

### Tägliche Anwendung:

Zusammenführung der einzelnen Berechnungsschritte in der täglichen Anwendung.

Restlast für D bzw. Allokationsmenge  $Q_D$

$RL_D = \text{Regressionsoptimierung} + \text{Wochentagsoptimierung}$

$$RL_D = Q_D = (b * T_{Prog;D} + a) + RL(D - 2) * (F_{WT}^{D-2} - 1)$$

und der Optimierungsfaktor

$$\text{Optimierungsfaktor}_D = \frac{RL(D)}{RL(D - 2)}$$

**Abbildung 14** Beispiel zur Ermittlung der Allokationsmenge und des Optimierungsfaktors

### Beispielberechnung – tägliche Ermittlung

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

\*Netzpuffer ist nicht vorhanden

### Teil 1 Beispielberechnung für den temperaturabhängigen Teil

Berechnete Temperatur aus arithmetischem 3 Tagesmittel

Tag	Vorhersage- temperatur	bewertete Temperatur
D-2	13,0 °C	
D-1	10,0 °C	
D	7,0 °C	<b>10,0 °C</b>

## Regressionsrechnung aus Schritt 2

Faktoren der linearen Regression		Temperaturabhängiger Teil
b	a	
-1.128.303	23.721.076	<b>12.438.045</b> kWh/Tag

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

## 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		<b>-155.364</b>

$$\begin{aligned} \text{Menge Wochentagsfaktor} &= (\text{Wochentagsfaktor} \cdot \text{Restlast(D-2)}) - \text{Restlast(D-2)} \\ &= (0,98115 \cdot 8.241.597) - 8.241.597 = \mathbf{-155.364 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

## Allokationsversand mit Optimierungsfaktor

Temperaturabhängiger Teil	Wochentagabhängiger Teil
12.438.045 kWh	-155.364 kWh

Restlast (D) in kWh	Restlast (D-2) in kWh	Optimierungsfaktor (=1/2)
12.282.681	8.241.597	1,490327

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 Ergebnis-

se überprüft werden. Hierzu bietet sich eine tabellarische Aufstellung des Optimierungsfaktors inkl. der notwendigen Eingangswerte an.

## **Beispiel 2 zur Optimierung des analytischen Verfahren: mit Regressionsgeraden nach Tagestypwechsel**

Auch das nachfolgend beschriebene Optimierungsverfahren hat zum Ziel, den Zeitversatz von 2 Tagen bei der Allokation zu berücksichtigen und damit die Abweichungen in Bezug auf die tatsächlichen Ausspeisungen der SLP-Entnahmestellen zu verbessern.

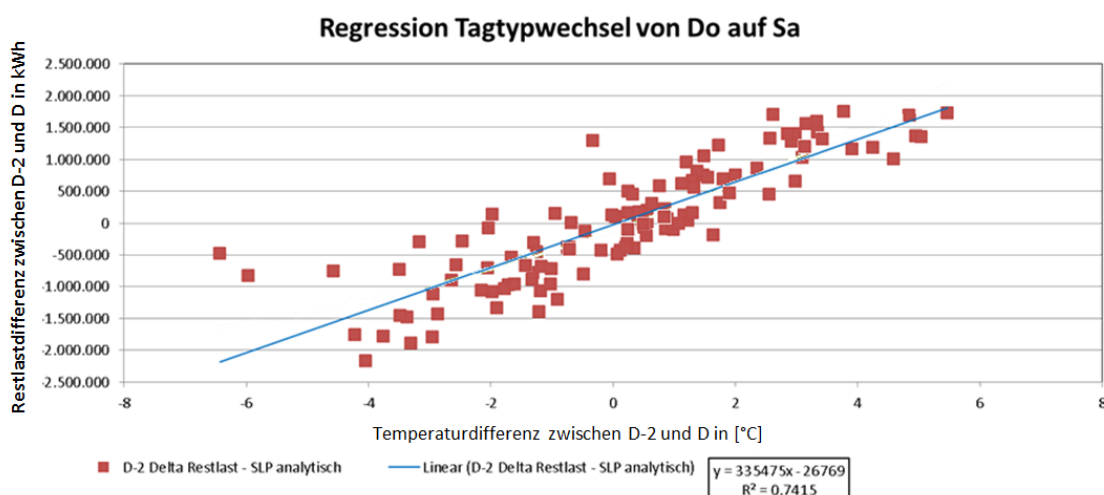
Dabei wird zur Berechnung der Allokationsmengen eine optimierte Restlast (D) berechnet. Hierfür wird die tatsächliche Restlast von D-2 um einen netzbetreiberspezifischen Optimierungsanteil angepasst.

$$\text{optimierte Restlast (D)} = \text{tatsächliche Restlast (D-2)} + \text{Optimierungsanteil}$$

### **Schritt 1: Regressionsanalyse auf Basis von Vergangenheitswerten**

Der Optimierungsanteil resultiert auf Daten der Vergangenheit. Mittels Regressionsanalyse wird der Zusammenhang zwischen der Temperaturdifferenz von D-2 und D und der jeweils zugehörigen Restlastdifferenz von D-2 und D ermittelt.

Nachfolgende Grafik stellt die Regression beispielhaft für den Tagtypwechsel von Donnerstag auf Samstag dar. Zur Ermittlung ist es notwendig, eine ausreichend große Anzahl von Tagen in der Vergangenheit (Zeitraum mindestens 2 - 3 Jahre und regelmäßige Aktualisierung sollte erfolgen), jeweils die Restlastdifferenz von Donnerstag auf Samstag und die zugehörige Temperaturdifferenz, zur Verfügung zu haben.



**Abbildung 15**      Beispiel für Regressionsgeraden nach Tagestypwechsel

Mit der Abbildung jedes einzelnen Tagtypwechsels (Mo auf Mi; Di auf Do; Mi auf Fr; ...; So auf Di mit Berücksichtigung der Ersatzwochentage gemäß Feiertagskalender) mittels einer



eigenen Regressionsanalyse werden die zwei Optimierungsansätze (Wochentagversatz von D-2 auf D und Temperaturfortschreibung von D-2 auf D) gemeinsam vorgenommen. Die Ermittlung der Regressionsgeraden hängt dabei von den Gegebenheiten des einzelnen Netzbetreibers ab.

### **Schritt 2: Anwendung des Optimierungsanteils**

Im täglichen Allokationsprozess wird auf Basis der entsprechenden Regressionsfunktion der Optimierungsanteil ermittelt. Für obiges Beispiel bedeutet dies, dass am Freitag die Temperaturdifferenz von Donnerstag zu Samstag angesetzt wird d. h. die IST-Temperatur an D-2 zur Vorhersagetemperatur für D. Darüber hinaus kann es vorteilhaft sein, auf gewichtete Temperaturen zurückzugreifen. Durch Einsetzen der Temperaturdifferenz in die Regressionsfunktion erhält man den Optimierungsanteil. Zur Berechnung der Allokationsmengen wird die optimierte Restlast gemäß obiger Formel berechnet. Dabei wird die Restlast (D-2) um den Optimierungsanteil angepasst.

### **Schritt 3: Ermittlung des Optimierungsfaktors für D**

Der Optimierungsfaktor lässt sich aus dem Verhältnis des optimierten Restlastansatzes für D zur tatsächlichen Restlast D-2 ermitteln.

$$\text{Optimierungsfaktor (D)} = \text{optimierte Restlast (D)} / \text{tatsächlichen Restlast (D-2)}$$

## **5 Qualitätsprüfung, Verbesserung und Transparenzanforderungen**

Nach § 24 Abs. 3 GasNZV hat jeder Verteilnetzbetreiber darauf zu achten, dass bei der Anwendung der Standardlastprofile der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert 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. 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. Ebenso durch den Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren der FfE aus dem Jahr 2014. Dabei haben sich die drei folgenden Größen als vorrangig relevant zur Qualitätsverbesserung im SLP Bereich herausgestellt:

- SLP-Ausprägung,
- Kundenwerte und
- Vorhersagetemperatur.

Alle drei Größen stellen für die Berechnung der SLP-Tagesmenge die wesentlichen Einflussfaktoren dar, was andererseits bedeutet, dass es bei einer ungenügenden Qualitätssicherung dieser Parameter durch den ANB schnell zu größeren Abweichungen im Netzkonto kommen kann.

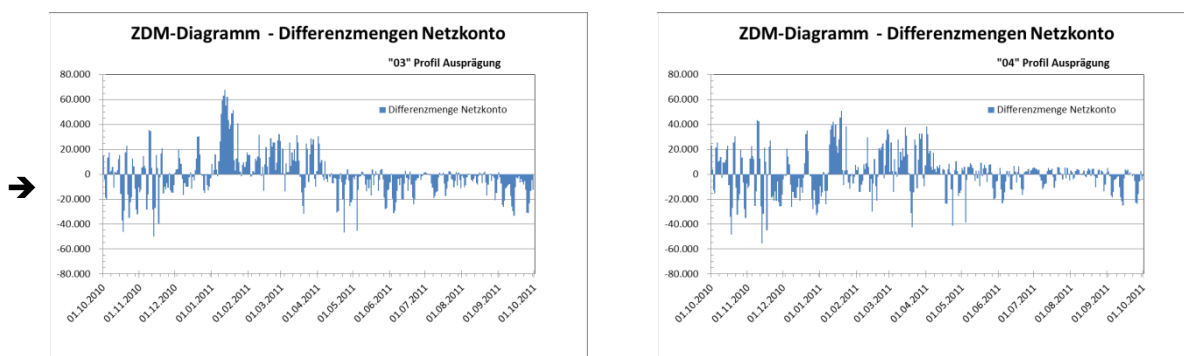
#### **5.1.1 Überprüfung der SLP-Ausprägung**

##### **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 16** 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.

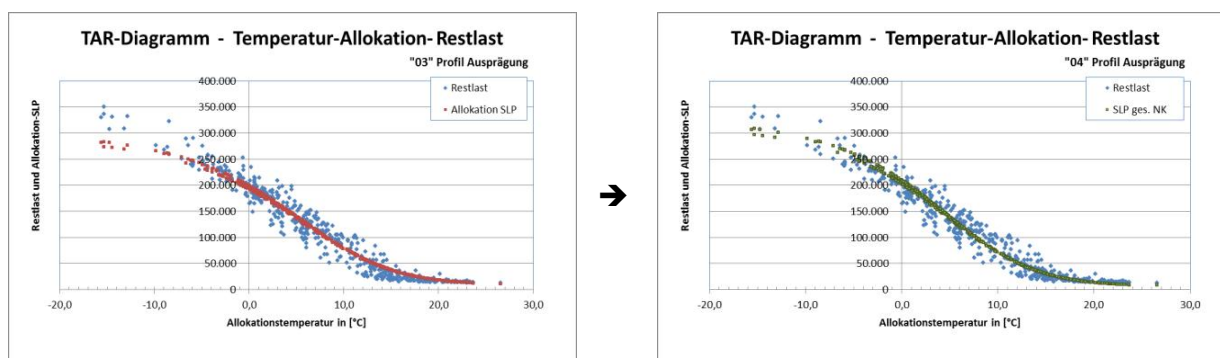
Darüber hinaus sollte diese Prüfung insbesondere in folgenden Fällen durchgeführt werden:

- 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:



**Abbildung 17** TAR-Diagramme zur Abbildung der Restlast und der Allokation über der Allokationstemperatur

### 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 ausbalanziertes Netzgebiet

Voraussetzung ist das Vorliegen eines vollständig ausbalanzierten 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
<b>nicht bilanzkreisrelevant</b>	
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	
<b>bilanzkreisrelevant</b>	
Speicherausspeisungen	Speicherbefüllungen
(Mini-)MüT, MÜP-, GÜP-Einspeisungen	(Mini-)MüT, MÜP-, GÜP-Ausspeisungen
Biogaseinspeisungen	RLM –Zählpunkte (wie allokiert)
<b>Summe Einspeisungen – Summe Ausspeisungen = Restlast</b>	

**Abbildung 18** Berechnung der Restlast

(analog Leitfaden BKM Abb. 75 Berechnung der Netzkontosalden)

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.

Zudem hat eine Berücksichtigung von Netzspeichern und Netzpuffer zu erfolgen, um ein zeitlich möglichst exakte Zuordnung der Mengen zu den tatsächlichen Verbrauchstagen zu bekommen.

### 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.

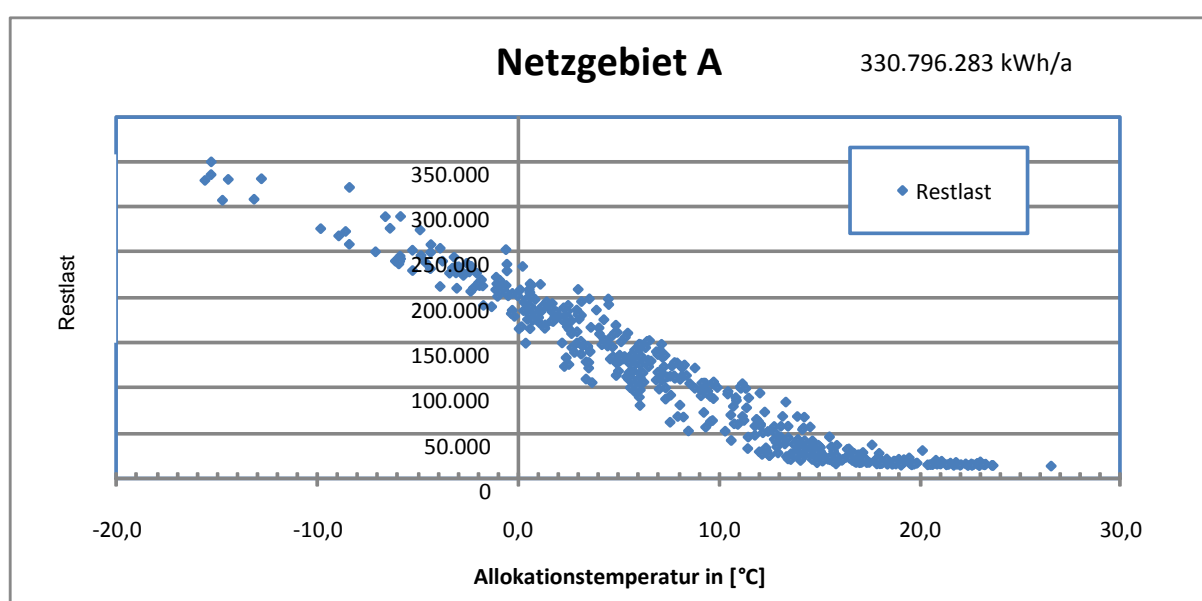
### Schritt 3: Tagesmittelwerte der Temperatur

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 Temperaturmessstationswerte entsprechend der zugeordneten Letztverbraucher bzw. Kundenwerte in der Allokation zu gewichten.

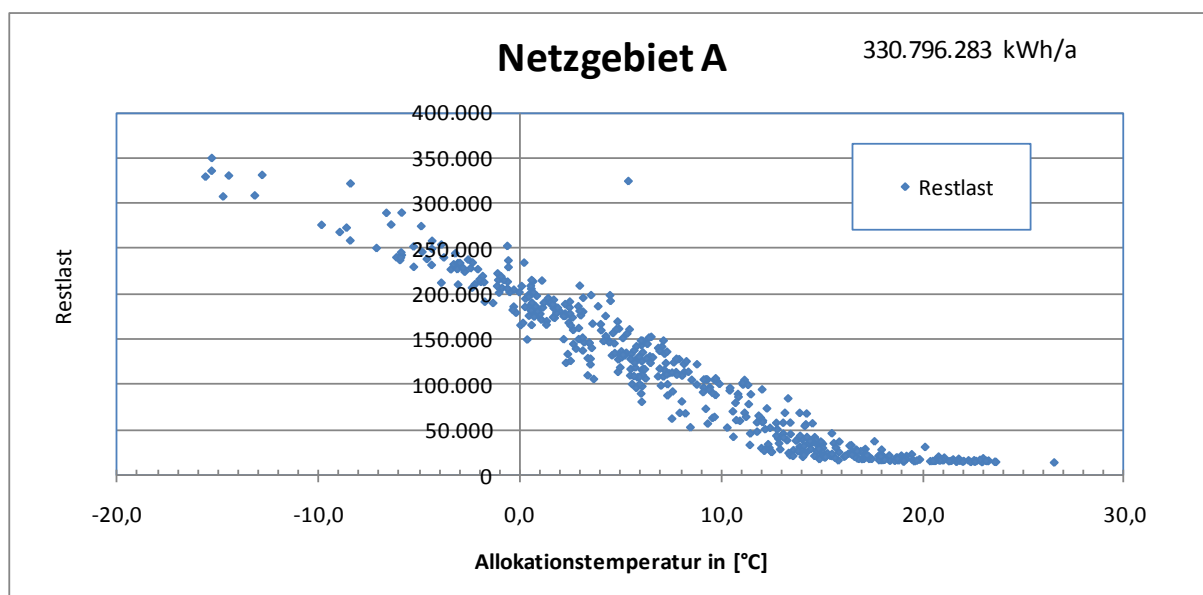
#### Schritt 4: Abbildung der Restlast im Diagramm

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



**Abbildung 19** Restlastpunktwolke 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.



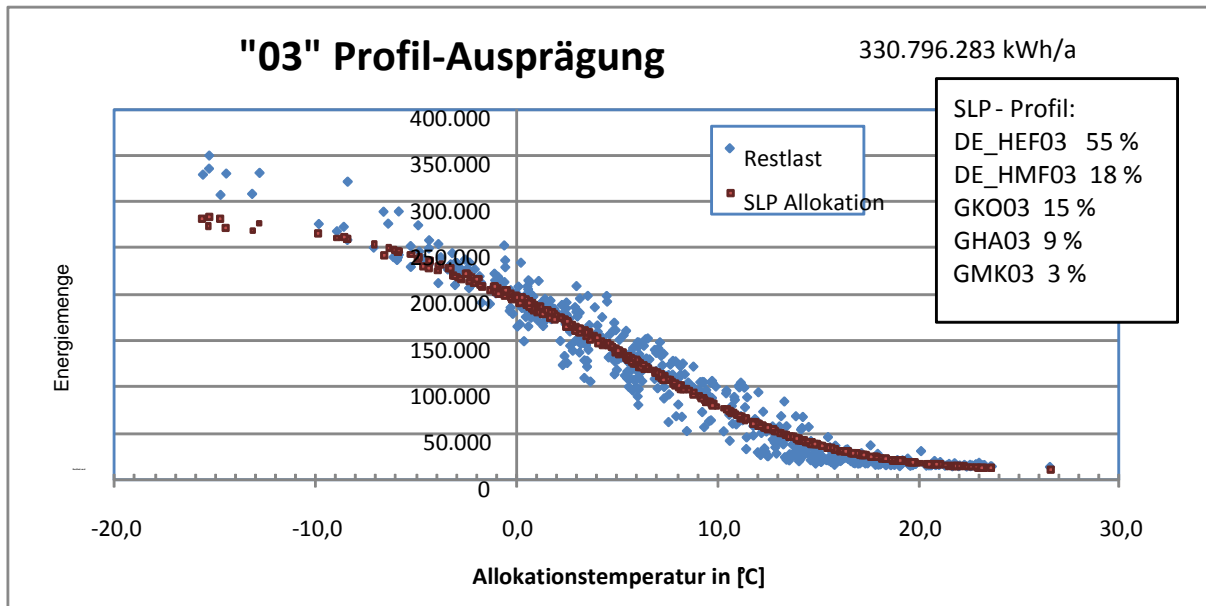
**Abbildung 20** Restlastpunktwolke in Abhängigkeit zu der Tagesmitteltemperatur mit Datenfehler

Eine eng zusammenliegende Punktwolke zeigt eine deutliche Heizgasabhängigkeit der SLP-Verbraucher des Netzgebietes auf. Streut die Punktwolke 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 Leistungsmessung 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 21 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 21** 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.

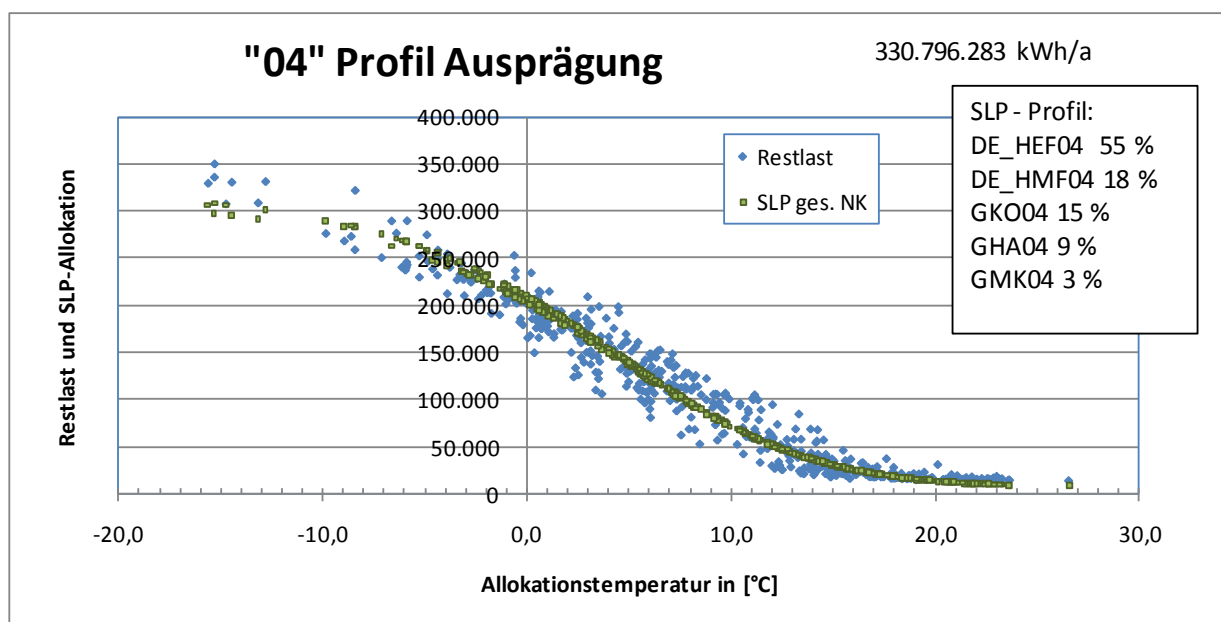
Das obige Beispiel zeigt, dass die Abbildung der SLP-Allokation gerade im kalten Bereich noch nicht hinreichend gut erfolgt.

### 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 vernachlässigen Fehler behaftet und liefert falsche Ergebnisse.

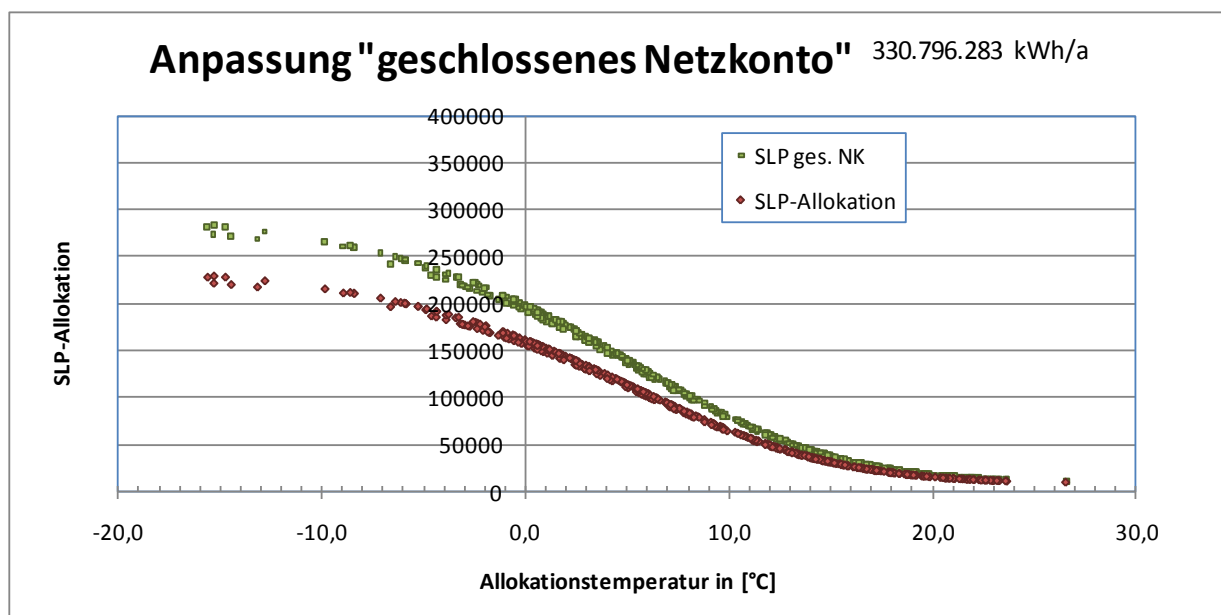
In Abbildung 22 zeigt sich durch das erneute Ausrollen der SLP Allokation eine deutliche Verbesserung der Kurvenlage (grüne Kurve) zur Restlastkurve. Demnach führt hier die Verwendung der 04er Ausprägung zum besseren Ergebnis und zu einem geschlossenen Netzkonto.





**Abbildung 22** Darstellung Als-Ob Allokation SLP-Ausprägung „04“

Die folgende Abbildung 23 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 23** 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 nacheinander Als-Ob-Allokation.

### 5.1.3 Vorhersagetemperatur

#### Prüfung zur Vorhersagetemperatur

Eine Prüfung der Vorhersagetemperatur 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 Vorhersagezeitpunkt 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:

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

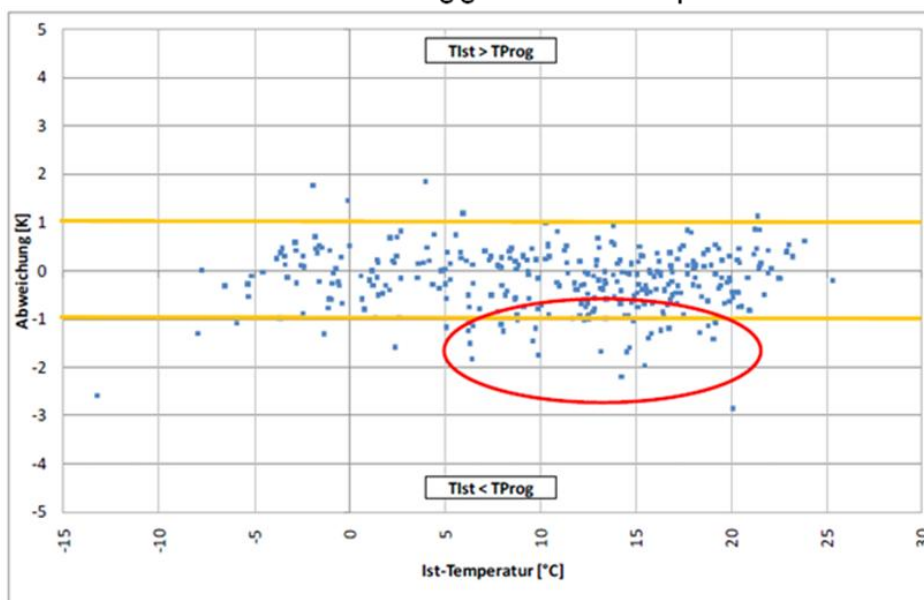
$$\Delta T^{abs.} = |T^{Prog} - T^{IST}|_{t_1}^{t_2}$$

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

In der Regel sollten in Langzeitbetrachtungen die mittleren Abweichungen der Prognosetemperatur  $\Delta T^{abs}$  (bei einer Vorhersage von 24 h) zur Ist-Temperatur kleiner 1°K liegen.

### Beurteilung der Abweichung hinsichtlich der Temperatur

April 2009–Dezember 2009 in Abhängigkeit von der Temperatur



<sup>1</sup> Prognosetemperatur erst ab April 2009 vorhanden.

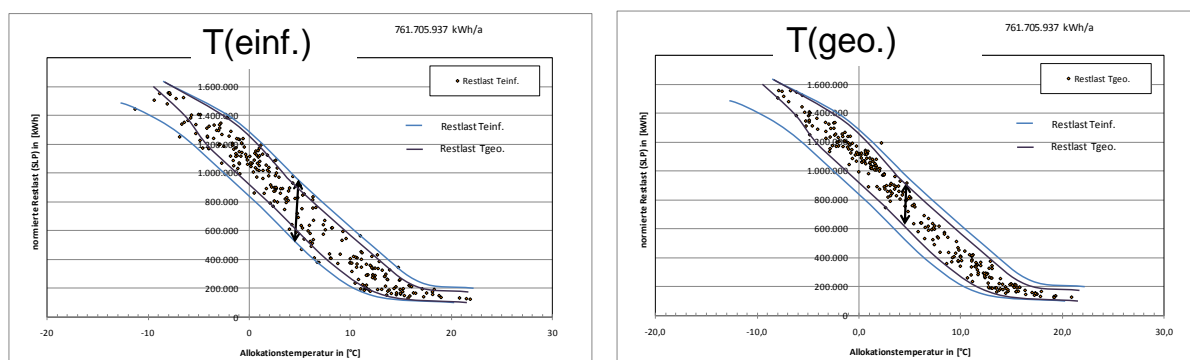
- Abweichungen größer als 1 Kelvin zwischen Ist- und Prognosetemperaturen treten im Temperaturbereich 5 bis 20 °C häufiger auf (rote Markierung). Dies hat besondere Bedeutung für die Allokationsgüte, da in diesem Bereich Prognosefehler zu großen Effekten beim h-Wert führen

**Abbildung 24** Analyse der Temperaturdaten

Die Prognosegüte bei der Vorhersagetemperatur hängt u. a. von örtlichen Gegebenheiten und dem Standort der Temperaturmessstelle ab. Vorhersagetemperaturen 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 Feststellung größerer Abweichungen zwischen der Vorhersage- und der Ist-Temperatur die verwendete Temperaturmessstation einer Prüfung unterzogen oder mit dem Wetterdienstleister nach Verbesserungsmöglichkeiten gesucht werden.

### Mehrtages-Temperaturreihe oder einfache Tagesmitteltemperatur

Der Netzbetreiber sollte untersuchen, ob die Anwendung einer Mehrtages-Temperaturzeitreihe z. B. bewertete Temperatur mit geometrischer Gewichtung, die in der Regel Temperaturschwankungen ausgleicht, als Allokationstemperatur eine höhere Korrelation zwischen Temperatur und Gasabsatz erzielt, als bei Verwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur. Hierbei kann festgehalten werden, dass die Korrelation umso höher ist, desto geringer die Streuung der Restlastpunktewolke ist.



**Abbildung 25** Vergleichende Darstellung einfache Tagesmitteltemperatur zur Mehrtages-Temperatur mit geometrischen Reihe

### Systematische Abweichungen zwischen Restlast und SLP-Profilen

Wird im Rahmen der Untersuchungen festgestellt, dass die Temperaturen der verwendeten Wetterstation einen systematischen Versatz zur relevanten Temperatur des Netzgebietes aufweist d. h. entweder deutlich zu warm ( $> 0,5^{\circ}\text{C}$ ) oder deutlich zu kalt ( $< 0,5^{\circ}\text{C}$ ) ist, sollte Rücksprache mit dem Wetterdienstleister gehalten werden, ob auf eine geeignetere Wetterstation umgestellt werden könnte. Kann keine passendere Temperatur gefunden werden, kann die Bildung einer virtuellen Temperaturstation mit festen Mischungsverhältnissen geprüft werden. Hierzu sind entsprechende Als-Ob-Allokationen durchzuführen.

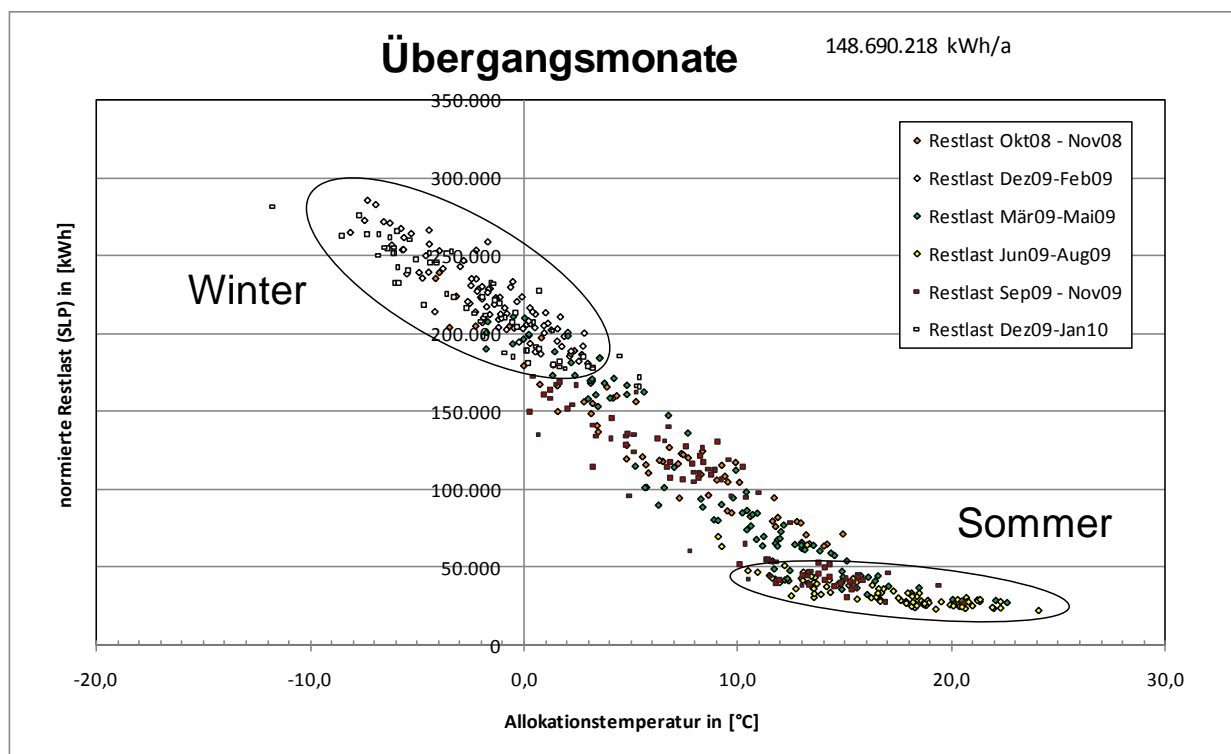
Im Weiteren kann auch ein Temperaturversatz bei der Berechnung der Allokationstemperatur berücksichtigt werden. Hierbei bietet sich die Unterscheidung in Heizperiode (Wintermonate - hierzu zählen zweite Hälfte Oktober, November, Dezember, Januar und Februar) und Nicht-Heizperiode an. Der angewendete Temperaturversatz ist im Rahmen der Veröffentlichung verfahrensspezifischer Parameter anzuzeigen.

### 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<sup>8</sup> belegen, dass die Abweichungen in Übergangszeiten nach oben aber ebenso häufig nach unten auftreten. Daraus wird geschlussfolgert, dass im Mittel für ganz Deutschland die angewandten Profilkfunktionen mit dem typischen sigmoiden Verlauf das Verhalten in den Übergangsmonaten hinreichend gut abbildet. Zur Veranschaulichung können beispielsweise die Werte der Restlast in verschiedenen Farben dargestellt werden. In Abbildung 26 ist zu erkennen, dass Farbhäufungen

<sup>8</sup> BDEW/VKU-Projektes Netzkontenanalyse 2010 und FfE Statusberichtes zu SLP 2014

typischerweise im Sommer und im Winter auftreten. In den Übergangszeiträumen (Frühling und Herbst) sind die Farbhäufungen breiter gestreut.



**Abbildung 26** Darstellung der Restlastpunktwolke in den Übergangsmonaten

## 5.2 Sicherstellung der (Allokations-) Datenqualität und -bereitstellung

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 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 lieferstellenscharfe Allokation vorzusehen.

Im Rahmen einer Kontrolle kann eine Summenbildung bei den Kundenwerten einen wertvollen Beitrag liefern. Dabei ist eine Betrachtung auf verschiedenen Aggregationsstufen<sup>9</sup> 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-Merkmale<sup>10</sup> kann als Schnellprüfung gute Dienste erbringen, hilft aber bei Abweichungen zur weiteren Fehleraufdeckung 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.

---

<sup>9</sup> Eine Summation über Kundenwerte unterschiedlicher SLP-Typen ist dabei insbesondere möglich und sinnvoll, wenn sich der Kundenwert der SLP-Typen auf die gleiche Bezugstemperatur bezieht. Bei den TUM-Profilen liegen die Bezugstemperatur für den Profilk Funktionswert von „1“ bei ungefähr 8°C; die SigLinDe Profile der FfE sind exakt auf 8°C bezogen.

<sup>10</sup> 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 11** Aggregationstiefe der Kundenwertkontrolle

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

<sup>(1)</sup> bis zu 3 Haushaltsprofile und 11 Gewerbeprofile

<sup>(2)</sup> 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:

**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	<b>1.400.651</b>	880.633	<b>520.018</b>
Jan. 2011	1.200.270	880.633	319.637
Feb. 2011	...	...	...

Es ist zu vermuten, dass fehlerhafte Werte in der Tabelle 12 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 Kunden- werte	HEF	HMF	HKO	GMK	GHA	GKO	GBD	GGA	GBH	GWA	GGB	GBA	GPD	GMF	GHD
Okt. 10															
Nov. 10															
Dez. 10															
...															

**HEF:** Einfamilienhaus

**HMF:** Mehrfamilienhaus

**GMK:** Metall und Kfz.

**GHA:** Einzel- und Großhandel

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

**GBD:** sonst. betriebliche Dienstleistung

**GGA:** Gaststätten

**GBH:** Beherbergung

**HKO:** Kochgas

**GWA:** Wäschereien, chem. Reinigungen

**GGB:** Gartenbau

**GBA:** Backstube

**GPD:** Papier und Druck

**GMF:** haushaltsähnliche Gewerbebet.

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



## 5.3 Beurteilung der SLP Allokation und des Netzkontos

### 5.3.1 Netzkontosaldo 0

Es können verschiedene Netzkontosalden unterschieden werden. In unterer Abbildung ist das Netzkontosaldo 0 aus dem Leitfaden BKM dargestellt.

Einspeisungen	Ausspeisungen
<b>nicht bilanzkreisrelevant</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Summe aller NKP zu vorgelagerten NB</li> <li>- evtl. Netzpufferentleerungen sofern gesondert vereinbart</li> <li>- Summe aller NKP-Rückspeisungen von nachgelagerten NB</li> <li>- Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen</li> </ul>	<b>nicht bilanzkreisrelevant</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Summe aller NKP zu nachgelagerten NB</li> <li>- evtl. Netzpufferbefüllungen sofern gesondert vereinbart</li> <li>- Summe aller NKP-Rückspeisungen an vorgelagerte NB</li> </ul>
<b>bilanzkreisrelevant</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Speicherausspeisungen</li> <li>- (Mini-)MüT-, MÜP-, GÜP-Einspeisungen</li> <li>- Biogaseinspeisungen</li> </ul>	<b>bilanzkreisrelevant</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Speicherbefüllungen</li> <li>- (Mini-)MüT-, MÜP-, GÜP-Ausspeisungen</li> <li>- SLP</li> <li>- RLM</li> </ul>
<b>Netzkontosaldo 0 = Summe Einspeisungen - Summe Ausspeisungen</b>	
<b>Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mehr-/Minderungen für SLP-Ausspeisepunkte</li> <li>- Mengen aus Brennwertdifferenzen zwischen Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert für RLM-Ausspeisepunkte</li> <li>- Netzverluste</li> <li>- Messungenauigkeiten</li> <li>- Inventardifferenzen im Netzpuffer</li> <li>- Mengen aus Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685</li> </ul>	

**Abbildung 27** Berechnung des Netzkontosaldos (Leitfaden BKM – Abbildung 75)

### 5.3.2 Kennzahlen zur Bewertung der Abweichungen von Allokation und Restlast

Die Untersuchungen im Rahmen des Statusberichtes SLP [FfE01] haben gezeigt, dass für eine sachgerechte Bewertung der Allokationsgüte der Netzbetreiber vier wesentliche Kenngrößen gebildet und abgewogen werden müssen. Im Detail wurde eine Kennzahl für die Betrachtung auf täglicher Basis und drei Kennzahlen für die Betrachtung auf jährlicher Basis definiert, mittels derer Rückschlüsse auf die auftretenden Abweichungen zwischen Allokation und Restlast gezogen werden können. Die vier Kennzahlen werden nachfolgend definiert.

Für die Bestimmung der täglichen auftretenden Abweichungen zwischen Allokation und Restlast wird die relative Tagesabweichung ( $\Delta r$ ) zugrunde gelegt. Die relative

Tagesabweichung setzt die Differenz zwischen Restlast (R) und Allokation (A) des Tages in das Verhältnis zur Allokation des Tages und wird in Prozent ausgewiesen.

$$\text{Relative Tagesabweichung } \Delta r = \frac{R_i - A_i}{A_i} \text{ in \%}$$

Die Bildung einer durchschnittlichen Tagesabweichung ist zur Beurteilung der Allokationsgüte ungeeignet. Daher wird zur ergänzenden Abbildung der statistischen Verteilung die Standardabweichung genutzt, welche ein Maß für die Streuung der Allokation um die Restlast darstellt. Bildet man bei normalverteilten Zufallsgrößen die Häufigkeitsverteilung, dann ergibt sich die Gauß Glockenkurve um den Erwartungswert mit der Standardabweichung  $\sigma$ . Aus der Standardabweichung lässt sich ableiten, dass ca. 68 % der Abweichungen im Bereich von  $\pm 1\sigma$  um den Erwartungswert liegen, ca. 95 % der Abweichungen im Bereich von  $\pm 2\sigma$ , und 99,7 % im Bereich von  $\pm 3\sigma$ . Je geringer die Standardabweichung, desto enger ist der Bereich, in dem die Abweichungen liegen.

Die Abweichungen der Restlast könnten auch systematische Fehler enthalten, was in einer asymmetrischen Verteilung resultiert. Um dies prüfen zu können, wird je eine Standardabweichung für den positiven und den negativen Bereich gebildet und als  $\sigma+$  und  $\sigma-$  ausgewiesen.

Im Zuge einer jährlichen Betrachtung wird sowohl die kumulierte absolute Netzkundenabweichung ( $\Delta_j$ ) als Kennzahl gebildet, als auch die minimale ( $\Delta_{e\_min}$ ) bzw. maximale ( $\Delta_{e\_max}$ ) energetische Tagesabweichung. Die kumulierte absolute Netzkundenabweichung  $\Delta_j$  liefert eine normierte Aussage über den Gesamtbetrag der Differenz zwischen Restlast (R) und Allokation (A) pro allokiertem Megawattstunde.

$$\text{Kumulierte absolute Netzkundenabweichung } \Delta_j = \frac{\sum |R_i - A_i|}{\sum A_i} \text{ in } \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}$$

Da die relative Tagesabweichung  $\Delta_r$  in Bezug zur Tagesallokation berechnet wird, ergibt sich für gleiche energetische Abweichungen ein höherer Wert bei niedrigerer Bezugsgröße. Kritische Unter- oder Überallokationen mit hohen Energiemengen werden durch diese Größe  $\Delta_r$  also nicht erfasst.

Mit Berechnung der minimalen bzw. maximalen energetischen Tagesabweichung  $\Delta_{e\_min}$  bzw.  $\Delta_{e\_max}$  können relative Aussagen zur maximal bzw. minimal auftretenden Abweichung zwischen Allokation (A) und Restlast (R) innerhalb eines Jahres getroffen werden. Für die Berechnung der maximalen energetischen Tagesabweichungen wird gemäß der nachfolgenden Formel das Verhältnis zwischen der Differenz aus Restlast und Allokation und der mittleren täglichen Allokation gebildet und anschließend der höchste bzw. niedrigste Wert des Jahres zur Bewertung herangezogen.

$$\max(\Delta_e) = \max \text{ von } \left( \frac{R_i - A_i}{A_i} \right) \text{ in } \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}$$

bzw.

$$\min(\Delta_e) = \min \text{ von } \left( \frac{R_i - A_i}{A_i} \right) \text{ in } \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}$$

Dabei wird die tägliche Abweichung auf die mittlere Allokationsmenge  $\bar{A}_t$  des Betrachtungszeitraums bezogen, was eine energetische Betrachtung der Abweichungen erlaubt.

In diesem Zusammenhang gilt es zu erwähnen, dass die gesonderte Bestimmung der maximalen energetischen Tagesabweichung vor allem vor dem Hintergrund, dass niedrige Temperaturen sehr selten auftreten, und damit geringen Einfluss auf andere Bewertungskriterien haben, sinnvoll ist.

### 5.3.3 Bewertung von Netzkonten mittels Kennzahlen und Diagrammen

Hinsichtlich der derzeit bestehenden monatlichen Netzkontenabrechnung sind nachfolgende Kennzahlen empfehlenswert (Ausführungen siehe Leitfaden Bilanzkreismanagement Kapitel 11.2). Mit der Bildung und Kontrolle dieser Kennzahlen kann der ANB zeitnah seine Allokationsgüte kontinuierlich (jährlich, monatlich, wöchentlich) überwachen.

Zwei Kennzahlen haben sich 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)

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

bzw.

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

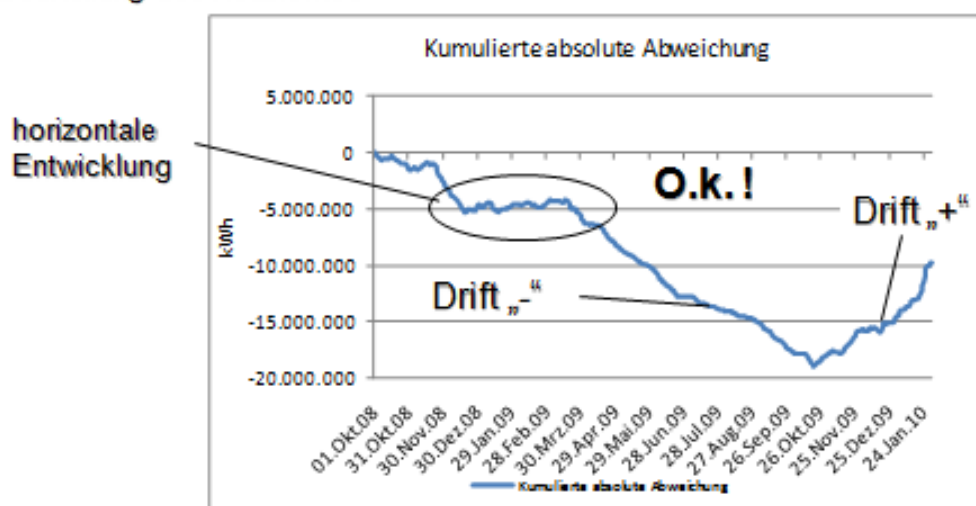
Aufgrund der Systematik der Netzkontenabrechnung wurden die Formeln für die Kennzahlen der internen Unternehmensinformation entsprechend auf die Formeln der Netzkontenabrechnung angepasst. Der Betrachtungszeitraum für die aufgezeigten Kennzahlen ist dabei, je nach Untersuchungsziel, auf Monats- oder 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 nachfolgender Abbildung 28 und der ZDM- und TAR-Diagramme (siehe Abschnitt 5.1.1) erleichtern die Analysen. Der kumulierte Netzkontostand gibt eine Aussage zu den voraussichtlich zu erwartenden Mehr-/Mindermengen des Ausspeisenetzbetreibers im Betrachtungszeitraum. Ergibt sich eine negative Netzkontodifferenz wird von Überallokation oder zu hoch allokierten SLP-Werten gesprochen. Bei einer positiven Netzkontendifferenz wird hingegen von Unterallokation gesprochen. Auf die Aussage der ZDM- und TAR Diagramme wurde bereits ausführlich in dem Kapitel 5.1.1 eingegangen.

## Netzkontos:

### Beurteilung des Netzkontos



**Abbildung 28** Beurteilung des Netzkontos

### 5.3.4 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.

## 5.4 Transparenzanforderungen

### 5.4.1 Transparenzanforderungen an das SLP Verfahren

Zur Ausgestaltung der Transparenzanforderungen an das SLP Verfahren unterscheidet die Festlegung GABi Gas 2.0 [GABi 09] Nr. 1.B cc. in

- verfahrensspezifische und
- anwendungsspezifische Parameter.

Nachfolgend ist eine Eingruppierung der im SLP Verfahren verwendeten Parameter aufgeführt. Dabei können verfahrensspezifische Parameter als im „**im Vorfeld bekannt**“ und für anwendungsspezifische Parameter als bilanzierungsperiodenabhängige<sup>11</sup> d. h. „**für den Tag D bestimmt**“ beschrieben werden.

**Tabelle 14** verf.-spezif. und anwend.-spezif. Parameter des SLP-Verfahrens

	Parameter	Verw. SLP-Verfahren & verfahrensspezifische Parameter	Anwendungsspezifische Parameter
allg. Daten synth. und analy. Verfahren	Kontaktdaten / Internetadresse	X	
	SLP-Verfahren synth./analy.	X	
	Zeitreihentypen (ZRT)	X	
	JVP Jahresverbrauchsprognose	X	
	KW – Kundenwert	X	
	SLP Typ z.B. „DE_HEF33“ bzw. EDI-Codes „1D3“	X	
	Profil-Faktoren A,B, C, D, $\vartheta_0$ $m_H$ , $b_H$ , $m_W$ , $b_W$	X	
	Berechnungssystematik	X	
	Wochentagfaktor	X	
	Feiertagskalender (D oder BL)	X	

<sup>11</sup> gemäß GABi Festlegung der Tag bzw. Gaswirtschaftstag

	Parameter	Verw. SLP-Verfahren & verfahrensspezifische Parameter	Anwendungsspezifische Parameter
synth. Verf.	Korrekturfaktor synthetisch, sofern mit BNetzA abgestimmt (Anwendung ja / nein)	X	
	konstanter Korrekturfaktor	X	
	dynamischer Korrekturfaktor		X
analy. Verf.	Optimierungsfaktor analytisch (Anwendung ja/nein)	X	
	Optimierungsfaktor (D-2 $\Rightarrow$ D) <sup>12</sup>		X
	F <sub>opt</sub> für Wochentag (D-2 $\Rightarrow$ D) <sup>12</sup>		X
	F <sub>opt</sub> für Temperatur $\Delta T = T_{D-2}$ zu $T_D$ <sup>12</sup>		X
	Restlast (D-2) <sup>12</sup>		X

	Parameter	Verw. SLP-Verfahren & verfahrensspezifische Parameter	Anwendungsspezifische Parameter
Wetter / Temperatur	Wetterdienstleister	X	
	Wetterstation / virtuelle Station	X	
	Temperatur / Gas-Temperatur	X	
	Vorhersage-Zeitraum	X	
	verwendete Zeitreihe mit IST oder Prognosewerten	X	
	Eintages-Temp. / Mehrtages-Temp. (bewert. Temp.)	X	
	Temperaturversatz (Knickpunkt $\Delta T_{KP}$ )	X	
	Verfahren zur Ermittlung der Allokationstemperatur $T_{Allokation}$ für den Tag D	X	

<sup>12</sup> falls vom Netzbetreiber verwendet

#### 5.4.2 Verfahrensspezifische Parameter des SLP-Verfahrens

Ein Teil der verfahrensspezifischen Parameter werden bereits mit den Lieferanten bzw. Transportkunden im Rahmen der Marktkommunikation bei den Stammdatenmeldungen (UTILMD) regelmäßig ausgetauscht. Für die Mitteilung der weiteren verfahrensspezifischen Parameter des SLP-Verfahrens wurde von den Verbänden BDEW, GEODE und VKU eine Formulardatei als Excel-Datei, die Anlage zum Lieferantenrahmenvertrag ist, erstellt.

Diese Formulardatei ist SLP-Verfahren unabhängig und beinhaltet alle wesentlichen im Vorfeld bekannten Einstellparameter. Der Netzbetreiber veröffentlicht pro Netzgebiet die verfahrensspezifischen Parameter jeweils in einer separaten Excel-Datei gemäß der aktuellen Verbändevorlage auf seiner Internetseite, unter dem im Lieferantenrahmenvertrag genannten Link.

Die Lieferanten bzw. Transportkunden und Bilanzkreisverantwortliche können aus dieser Datei die verfahrensspezifischen Parameter des Netzbetreibers je Netzgebiet entnehmen. Änderungen an den verfahrensspezifischen Parametern sind gemäß Lieferantenrahmenvertrag mit einer Frist von zwei Monaten zum Monatsende den Lieferanten bzw. Transportkunden bekanntzugeben. Der Netzbetreiber hat die Änderungen dem Lieferanten bzw. Transportkunden in Textform mitzuteilen und kann hierfür die geänderte Excel-Datei nutzen. Zudem veröffentlicht der Netzbetreiber die geänderte Excel-Datei auf seine Internetseite. In der Excel-Datei ist der Beginn der Gültigkeit genannt.

#### 5.4.3 Standardisierte, anwendungsspezifische Parameter des SLP-Verfahrens

Wendet der Netzbetreiber anwendungsspezifische Parameter zum SLP-Verfahren an, sind Informationen hierzu gemäß GABi Gas 2.0 täglich in einem massengeschäftstauglichen, elektronischen Format bereitzustellen.

Übergangsweise wird von den Verbänden BDEW, GEODE und VKU hierfür eine einheitliche Exceldatei bereitgestellt, in der standardisierte, anwendungsspezifische Parameter zeitnah mit der Versendung der bilanzrelevanten Daten ab 01.10.2015 vom Netzbetreibers täglich bereitzustellen sind.

Dabei wird zwischen folgenden Anwendungsmethodiken unterschieden:

<b>Anwendungsmethodik</b>	<b>standardisierte, anwendungsspezifische Parameter</b>
Netzzustand	Restlast D-2 (in kWh)
Wochentagversatz	Optimierungsanteile Wochentag (in % der SLP-Allokationsmenge)
Vorhersagetemperatur	Optimierungsanteile Temperatur (in % der SLP-Allokationsmenge)
sonstige Anpassungen	Optimierungsanteile Sonstiges (in % der SLP-Allokationsmenge)

Hierbei sind nur Informationen zu den verwendeten Anwendungsmethodiken zu übermitteln.

Um dem Informationsempfänger eine Nachvollziehbarkeit und eine Rückrechnung auf seine Bilanzierungsdaten zu ermöglichen werden zudem die Gesamtsumme der SLP-Allokation (in kWh) und Gesamtsumme der synthetischen SLP-Basismenge (in kWh) von allen anwendungsverpflichteten Netzbetreibern für anwendungsspezifische Parameter übermittelt.

### Erläuterung zu den standardisierten, anwendungsspezifischen Parametern

#### **Restlast von D-2**

Die Restlast von D-2 stellt insbesondere für Netzbetreiber die im Rahmen der Allokation den Netzzustand berücksichtigen, eine wichtige tägliche Ausgangsgröße für die Anpassung der Restlast dar. Für analytische Netzbetreiber ist die Restlast D-2 der Ausgangspunkt der Bilanzierung, die im Rahmen von Optimierungsverfahren mit der Vorhersagetemperatur auf den Tag D fortgeschrieben wird. Dabei wird eine Optimierung aufgrund des Temperaturunterschiedes zwischen  $T_{Opt}$  von D und  $T_{IST}$  von D-2 vorgenommen. Siehe hierzu Kap. 4.2.3 Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes im analytischen Lastprofilverfahren, Beispiel 2.

Als anwendungsspezifischer Parameter ist daher die Restlastmenge vom Tag D-2 mitzuteilen.

#### **SLP-Allokationsmenge und synthetischen SLP-Basismenge vom Tag D**

Zur Bestimmung der *anteiligen Restlast* und der *anteiligen synthetischen SLP Basismenge* sind zudem die Gesamtsumme der SLP-Allokationsmengen vom Tag D und Summe der synthetischen SLP-Basismenge vom Tag D stundenscharf zu übermitteln.

Aufgrund der übermittelten Allokationsdaten je Bilanzkreis besteht für jeden BKV die Möglichkeit die anteilige Restlast von D-2 für seine Bilanzkreise zu ermitteln. Der Zerlegungsfaktor für den Bilanzkreis bezogen auf die Stundenmenge ergibt sich durch den Quotienten der SLP-Allokation des Tages je BK zur Gesamtsumme der SLP-Allokationsmengen vom Tag D.

$$Z_{BK} = \frac{\sum^{BK} Q_{SLP-Allokation}(D)}{\sum^{NG} Q_{SLP-Allokation}(D)}$$

mit  $\sum^{BK} Q_{SLP-Allokation}(D)$  = Bilanzkreissumme der SLP-Allokationsmengen vom Tag D

und  $\sum^{NG} Q_{SLP-Allokation}(D)$  = Gesamtsumme der SLP-Allokationsmengen vom Tag D des NG

Die Gesamtsummen der SLP-Allokationsmengen ( $\sum^{NG} Q_{SLP-Allokation}(D)$ ) errechnet der Netzbetreiber durch Summation der einzelnen SLP-Allokationsmengen ( $\sum^{BK} Q_{SLP-Allokation}(D)$ ) aller Bilanzkreise (BK) seines Netzgebietes (NG).



Die **anteilige Restlast** vom Tag D-2 ergibt sich aus der stundenscharfen Multiplikation der Restlast vom Tag D-2 mit dem jeweiligen Zerlegungsfaktor für D.

$$Q_{\text{anteilige Restlast}}(D) = Q_{\text{Restlast}}(D-2) \cdot Z_{BK}$$

bzw.

$$Q_{\text{anteilige Restlast}}(D) = Q_{\text{Restlast}}(D-2) \cdot \frac{\sum^{BK} Q_{\text{SLP-Allokation}}(D)}{\sum^{NG} Q_{\text{SLP-Allokation}}(D)}$$

Die **anteilige synthetische SLP Basismenge** vom Tag D ergibt sich aus der stundenscharfen Multiplikation der Summe der synthetischen SLP-Basismenge vom Tag D mit dem jeweiligen Zerlegungsfaktor für D.

$$Q_{\text{anteilige synth. Basismenge}}(D) = \sum^{NG} Q_{\text{synth. SLP-Basismenge}}(D) \cdot Z_{BK}$$

bzw.

$$Q_{\text{anteilige synth. Basismenge}}(D) = \sum^{NG} Q_{\text{synth. SLP-Basismenge}}(D) \cdot \frac{\sum^{BK} Q_{\text{SLP-Allokation}}(D)}{\sum^{NG} Q_{\text{SLP-Allokation}}(D)}$$

mit  $\sum^{NG} Q_{\text{synth. SLP-Basismenge}}(D)$  = Summe der synthetischen SLP-Basismenge vom Tag D

Die Bildung der SLP-Basismenge  $Q_{\text{Basis}}$  folgt dabei analog den Berechnungsschritten bei der Ermittlung der Tagesmengen  $Q(D)$  im synthetischen Verfahren mit der Vorhersagetemperatur bzw. einer gewichteten Temperatur für den Tage D:

$$Q_{\text{Basis}} = Q(D) = Q_{\text{synth.}} = KW \cdot h(\vartheta_D) \cdot F_{WT}$$

Die Gesamtsumme der synthetischen SLP-Basismenge ( $\sum^{NG} Q_{\text{synth. SLP-Basismenge}}(D)$ ) errechnet der Netzbetreiber durch Summation der einzelnen SLP-Basismengen  $Q_{\text{Basis}}$  aller Bilanzkreise.

### Optimierungs- bzw. Korrekturanteile für den Tag D

Die Quotienten der Mengenanpassungen  $\Delta Q$  für den Tage D aufgrund von Wochentag, Vorhersagetemperatur und sonstigen Anpassungen (hierunter sind alle weiteren Mengenanpassungen zu erfassen) zur SLP-Allokationsmenge des Tages D ergeben die Optimierungs- bzw. Korrekturanteile A% :

$$\begin{aligned} \text{zum Wochentag:} \quad A\%_{WT} &= \frac{\Delta Q_{\text{Wochentage}}(D)}{Q_{SLP-\text{Allokation}}(D)} \\ \text{zur Vorhersagetemperatur:} \quad A\%_{Temp.} &= \frac{\Delta Q_{\text{Temperatur}}(D)}{Q_{SLP-\text{Allokation}}(D)} \\ \text{zu sonstigen Anpassungen:} \quad A\%_{sonst.} &= \frac{\Delta Q_{\text{sonstiges}}(D)}{Q_{SLP-\text{Allokation}}(D)} \end{aligned}$$

Die vorzeichenbehafteten Optimierungs- bzw. Korrekturanteile  $A\%$  („+“ bei erhöhender Allokationsmenge, „-“ bei reduzierender Allokationsmenge) werden im Rahmen der täglichen Informationsbereitstellung vom Netzbetreiber berechnet und bereitgestellt.

Wobei für die Summe aller Anpassungen gilt:

$$A\%_{Opt.} \text{ bzw. } A\%_{Korr.} = A\%_{WT} + A\%_{Temp.} + A\%_{sonst.}$$

Aus  $A\%_{Opt.}$  bzw.  $A\%_{Korr.}$  können dann der Optimierungsfaktor  $F_{Opt.}$  bzw. der Korrekturfaktor  $F_{Korr.}$  mit den folgenden Formeln errechnet werden:

$$F_{Opt.} = \frac{1}{1 - A\%_{Opt.}} \quad \text{bzw.} \quad F_{Korr.} = \frac{1}{1 - A\%_{Korr.}}$$

### Beispiel:

Im Rahmen der Allokation wurde vom Netzbetreiber die SLP-Mengen von 240.000 kWh allokiert. Für die Mengenermittlung wurde eine Optimierung durchgeführt.

Aufgrund des Wochentages wurde die Allokation um 4.200 kWh erhöht. Hierzu wird er Optimierungsanteil zum Wochentag von 1,75 % veröffentlicht.

Aufgrund der kälteren Vorhersagetemperatur wurde zudem eine weitere Erhöhung von 33.600 kWh in der Allokationsmenge berücksichtigt. Der Optimierungsanteil zum Vorhersagetemperatur beträgt also 14,00 %.

Es wurde keine sonstige Optimierungsanpassungen vorgenommen.

Insgesamt beträgt der Optimierungsanteil 15,75 %. Hieraus kann ausgehend von der SLP-Allokationsmenge von 240.000 kWh eine Mengenerhöhung von 37.800 kWh und eine Ausgangsmenge von 202.200 kWh bestimmt werden. Im Rahmen der Allokationsberechnungen und der Optimierung hat der Netzbetreiber einen gesamten Optimierungsfaktor von 1,1869 ermittelt und angewandt.

### Erläuterung - Optimierungsfaktor und Optimierungs-/ Korrekturanteile:

Die Vorgehensweise Allokationsmengen entnahmestellenscharf bzw. zählpunktscharf zu erzeugen (dieses Herangehen ist spätestens im Rahmen der entnahmestellenscharfen Mehr-/Mindermengenabrechnung erforderlich) führt bei allen Netzbetreiber dazu anhand der von der GasNZV vorgegebenen (temperaturabhängigen) Lastprofilgruppen und dem Kundenwert

eine „Basis-“mengen je Zählpunkt zu ermitteln. Während diese „Basis-“menge beim synthetischen Verfahren ohne Korrekturfaktor bereits die (endgültigen) SLP Allokationsmengen darstellen, wird beim synthetischen Verfahren mit Korrekturfaktor und im analytischen Verfahren eine Anpassung mit Faktoren  $F_{Opt.}$  bzw.  $F_{Korr.}$  bzw. auf die endgültige Allokationsmengen in Form eines Dreisatzes vorgenommen:

$$Q_{Allokation} = Q_{Basis} \cdot F_{Opt.} \quad \text{bzw.} \quad Q_{Allokation} = Q_{Basis} \cdot F_{Korr.}$$

Die Bildung der Basismenge  $Q_{Basis}$  erfolgt dabei analog den Berechnungsschritten bei der Ermittlung der Tagesmengen  $Q(D)$  im synthetischen Verfahren:

$$Q_{Basis} = Q(D) = Q_{Synth.} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$

Optimierungs- bzw. Korrekturfaktoren werden dabei auf alle Zählpunkte, Bilanzkreise und auf Netzkontenebene gleichermaßen angewandt, können sich allerdings von Stunde zu Stunde unterscheiden.

In diesem Leitfaden werden Optimierungen aufgrund von Wochentag und Temperatur dargestellt. Es können zudem weitere sonstige Anpassungen im Rahmen der Optimierung erfolgen. Alle sonstigen Anpassungen an der SLP Allokationsmenge sind zusammengefasst unter den sonstigen Anpassungen zu erfassen.

### Informationsverpflichtete Netzbetreiber:

Alle Netzbetreiber die im Rahmen der Ermittlung ihrer täglichen Allokationsmengen auf Parameter zurückgreifen, die in der Tabelle 14 als anwendungsspezifische Parameter klassifiziert sind, haben standardisierte, anwendungsspezifische Parameter zu übertragen. Dies betrifft auch Netzbetreiber im synthetischen Verfahren, die einen dynamischen Korrekturfaktor anwenden. Die Anwendungsmethodik wird im Rahmen der Veröffentlichung der anwendungsspezifischen Parameter beschrieben. Im Rahmen der Informationspflicht sind nur die im Rahmen der Allokationsberechnung verwendeten Anpassungsgrößen mitzuteilen.

### Informationsempfänger:

Informationsempfänger für die täglichen Übermittlungsinhalte an standardisierten, anwendungsspezifischen Parametern können sowohl Bilanzkreisverantwortliche (BKV), die Allokationsmeldungen für die Zeitreihen des Typ „SLPsyn“ und „SLPana“ übermittelt bekommen als auch Lieferanten bzw. Transportkunden als Zusatzinformation zu den Meldungen von Bilanzierungsmengen für ihre Kunden sein.

### Übermittlungsinhalte, Meldeweg und Meldezeitpunkt:

Die Übermittlungsinhalte und der Meldeweg für die standardisierten, anwendungsspezifischen Parameter im Rahmen der elektronischen Mitteilung über EDIFACT wird im Rahmen

einer BDEW Prozessbeschreibung im Detail festgelegt. Nach den Vorgaben der Festlegung GABi 2.0 erfolgt die Meldung gemeinsam mit der täglichen Meldung der bilanzrelevanten Daten. Hierbei sind folgende Informationsketten vorstellbar:

a.) VNB  $\Rightarrow$  Lieferant bzw. Transportkunde  $\Rightarrow$  BKV

Die Datenweitergabe vom VNB an die Lieferanten/Transportkunden erfolgt auf Basis der Lieferantenrahmenverträge sowie der Energielieferverträge zwischen Lieferant bzw. Transportkunde und BKV.

b.) VNB  $\Rightarrow$  MGW  $\Rightarrow$  BKV

Die Datenweitergabe erfolgt im Rahmen der Regelungen der Kooperationsvereinbarung.

Die konkrete Ausgestaltung des Datenformats erfolgt im Rahmen der Festlegungen zu den Datenformaten mit dem Einführungsdatum 1.10.2016. Dabei ist die Verwendung eines bestehenden Datenformats vorgesehen.

### **Umsetzungstermin für die elektronische Datenmeldung:**

Ab 01.10.2016 wird die Datenmeldung für die tägliche Übertragung der standardisierten, anwendungsspezifischen Parameter im elektronischen EDIFACT Format erfolgen.

### **Übergangslösung bis zum Umsetzungstermin:**

Bis das neue Datenformat in EDIFACT zur Übertragung der standardisierten, anwendungsspezifischen Parameter bereitgestellt werden kann, sind die anwendungsspezifischen Parameter in der von den Verbänden vorgegebenen, einheitlichen Exceldatei der anwendungsspezifischen Parameter auf der Homepage des Netzbetreibers täglich zu veröffentlichen. Der Netzbetreiber veröffentlicht pro Netzgebiet die anwendungsspezifischen Parameter jeweils in einer separaten Excel-Datei auf seiner Internetseite unter dem im Lieferantenrahmenvertrag genannten Link.

Die Exceldatei enthält mindestens die folgenden standardisierten, anwendungsspezifischen Parameter als Übermittlungsinhalt:

- die Restlast vom Tag D-2 (in kWh),
- die Gesamtsumme der SLP-Allokation vom Tag D (in kWh)
- die Gesamtsumme der synthetischen SLP- Basismenge vom Tag D (in kWh) und
- Optimierungs- bzw. Korrekturanteile vom Tag D (in % der SLP-Allokationsmenge) zu Wochentag, Temperatur und sonstigen Anpassungen.

Die Werte Restlast, Gesamtsumme der SLP-Allokation, Gesamtsumme der synthetischen SLP-Basismenge sowie die Optimierungs- bzw. Korrekturanteile werden als Stundenwerte

übermittelt. Alle veröffentlichten Werte müssen sich auf die gleiche Grundbasis beziehen, d.h. auf das Bilanzierungsgebiet des Netzbetreibers bzw. im Rahmen des Optimierungsverfahrens einheitlich behandelte Netzgebiete bzw. das Netzkonto.

Zudem wird die Anwendungsmethodik durch den Netzbetreiber im Rahmen der Veröffentlichung der anwendungsspezifischen Parameter beschrieben.

### **Änderungsfristen:**

Änderungen an den anwendungsspezifischen Parametern sind gemäß Lieferantenrahmenvertrag mit einer Frist von einem Monate zum Monatsende den Lieferanten bzw. Transportkunden bekanntzugeben. Der Netzbetreiber hat die Änderungen dem Lieferanten bzw. Transportkunden in Textform mitzuteilen.

Änderungen an den anwendungsspezifischen Parametern sind gemäß Lieferantenrahmenvertrag mit einer Frist von einem Monate zum Monatsende den Lieferanten bzw. Transportkunden bekanntzugeben. Der Netzbetreiber hat die Änderungen dem Lieferanten bzw. Transportkunden in Textform mitzuteilen.

### Hinweis:

Anwendungsspezifische Parameter (Optimierungs- und Korrekturfaktoren) sind im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung bei der Ermittlung der Bilanzierungsmenge zählpunktscharf zu berücksichtigen.

## **5.5 Evaluierungsbericht zum SLP Verfahren und SLP Anreizsystem**

Im Rahmen der GABi Gas 2.0 Festlegung Nr. 9 b) hat die Bundesnetzagentur zur Umsetzung des Netzkodex Gasbilanzierung den Verteilnetzbetreibern folgende Berichtspflicht auferlegt:

*Die Verteilernetzbetreiber haben unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen die Prognosegüte der Standardlastprofile und das Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen regelmäßig zu überprüfen und der Beschlusskammer nach Einführung des Anreizmechanismus alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu berichten. Der Bericht enthält Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der von den Verteilernetzbetreibern eingesetzten Standardlastprofilverfahren sowie Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der Standardlastprofile und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus. Die Marktgebietsverantwortlichen stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung.*

Der Bericht ist 2 Jahre nach der Einführung des Anreizmechanismus für SLP-Entnahmestellen (vorgesehene Einführung ist zum 01.10.2016 geplant), also erstmalig im Jahr 2018, vorzulegen.

## Literaturverzeichnis

- [FfE01] Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas - Endbericht der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), München, Okt. 2014.
- [FfE02] BDEW Gutachten, Weiterentwicklung der Standardlastprofile Gas, Dr. Serafin v. Roon, Dr. Thomas Gobmaier, Michael Hinterstocker, Benedikt Eberl, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München, Juli 2015.
- [GABi08] BNetzA, Festlegung zum Standardangebot für Regel- und Ausgleichsenergieleistungen bei Gas vom 28. Mai 2008.
- [GABi09] BNetzA Festlegung Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GABi Gas 2.0“) BK7-14-020 vom 19.12.2014.
- [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, 21.07.2014.
- [KoV 2014] Kooperationsvereinbarung Gas IV, Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Stand 01.10.2014.
- [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  $\vartheta_D$  den Tagesverbrauch  $Q_D$  für diesen SLP-Ausspeisepunkt unter Verwendung der zugehörigen Lastprofilfunktion zu berechnen.

Bei der Ermittlung des Kundenwertes ist nach folgendem Berechnungsschema vorzugehen. Zur besseren Anschauung werden im Folgenden je an einem Beispiel für die Lastprofiltypen Heizgas, Kochgas und Gewerbe die Ermittlung des Kundenwertes dargestellt. Zur Vereinfachung ist im Falle der SLP-Ausspeisepunkte bei Heizgas und Kochgas der nach Wochentagen variierende F-Faktor weggelassen, da dieser nach den Untersuchungen der TU München auf den Wert 1 festgelegt wurde.

### 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 Zeitraum<sup>13</sup>
- 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:

---

<sup>13</sup> Es wird empfohlen für die Berechnung der Allokationswerte und für die Berechnung der Kundenwerte die gleiche Vorgehensweise zur Bestimmung der Temperatur (Gewichtung der Tage) für die Profilfunktion zu verwenden.



**Tabelle 15** 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	
Wetterstation:	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 Temperatur<sup>13</sup> als Eingangsgröße der Lastprofilfunktionswert  $h(\vartheta)$  berechnet. Anschließend werden diese einzelnen Funktionswerte aufsummiert.



**Tabelle 16** Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen

Datum	Temperatur in [°C] (geometrische Reihe)	h(θ)
23.09.2004	12,16	0,57689
24.09.2004	11,67	0,61938
25.09.2004	12,00	0,59054
26.09.2004	14,44	0,40687
27.09.2004	15,43	0,34727
28.09.2004	15,63	0,33624
29.09.2004	10,99	0,68167
...	...	...
06.10.2005	13,11	0,50046
07.10.2005	13,23	0,49138
08.10.2005	13,78	0,45136
09.10.2005	12,74	0,52929
	Summe h(θ)	329,58100

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

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

## b) Beispiel für die Ermittlung des Kundenwertes im Kochgasbereich

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

**Tabelle 17** 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	
Wetterstation:	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 Temperatur<sup>13</sup> als Eingangsgröße, der Lastprofilunktionswert  $h(\vartheta)$  berechnet. Anschließend werden diese einzelnen Funktionswerte aufsummiert.

**Tabelle 18** Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen

Datum	Temperatur in [°C] (geometrische Reihe)	h(θ)
23.09.2009	12,16	0,99438
24.09.2009	11,67	1,00385
25.09.2009	12,00	0,99755
26.09.2009	14,44	0,94237
27.09.2009	15,43	0,91636
28.09.2009	15,63	0,91093
29.09.2009	10,99	1,01596
...	...	...
06.10.2010	13,11	0,974256
07.10.2010	13,23	0,971549
08.10.2010	13,78	0,958696
09.10.2010	12,74	0,982373534
	Summe h(θ)	379,356309

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

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_i h(\theta_{d_i})} = \frac{958 \text{ kWh}}{379,3563091} = 2,5253 \text{ kWh}$$

### c) 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 Zeitraum<sup>13</sup>
- zu verwendende Lastprofilfunktion
- zu verwendende Wochentagfaktoren

Es gilt dann:

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

Diese Berechnung soll im Folgenden anhand eines Beispiels gezeigt werden.

Gegeben sind folgende Informationen:

**Tabelle 19** 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	
Wetterstation:	Würzburg	
Zugeordnete Lastprofilfunktion:	DE_GHA03 ("HA3")	
Lastprofilparameter:	A =	3,5811214
	B =	-36,9650065
	C =	7,2256947
	D' =	0,0448416

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 Temperatur<sup>13</sup> als Eingangsgröße der Lastprofilfunktionswert  $h(\vartheta)$  berechnet. Anschließend werden die resultierenden Produkte aus den einzelnen Funktionswerten mit den jeweiligen Wochentagfaktoren aufsummiert.

**Tabelle 20** Beispielrechnung zur Bestimmung des Kundenwerts - Temperatur- und h-Wertzeitreihen unter Berücksichtigung der Wochentagfaktoren

n	Datum	Temp. $\vartheta$ (geom. R.)	h( $\vartheta$ )	Tag (D)	F <sub>WT</sub> (D)	h( $\vartheta$ ) • F(D)
1	Fr. 23.09.2005	14,7 °C	0,262102	Fr	1,0253	0,26873
2	Sa. 24.09.2005	15,3 °C	0,229292	Sa	0,9675	0,22183
3	So. 25.09.2005	15,3 °C	0,229292	So	0,8934	0,20485
4	Mo. 26.09.2005	14,3 °C	0,286419	Mo	1,0358	0,29668
5	Di. 27.09.2005	15,0 °C	0,245164	Di	1,0232	0,25084
6	Mi. 28.09.2005	14,3 °C	0,286419	Mi	1,0252	0,29364
...	...	...	...	...	...	...
375	Mo. 02.10.2006	14,3 °C	0,286419	Mo	1,0358	0,29668
376	Di. 03.10.2006	13,1 °C	0,372158	„So“	0,8934	0,33250
377	Mi. 04.10.2006	11,9 °C	0,478803	Mi	1,0252	0,49088
378	Do. 05.10.2006	11,3 °C	0,540470	Do	1,0295	0,55643
379	Fr. 06.10.2006	12,6 °C	0,413944	Fr	1,0253	0,42441
Summe h( $\vartheta$ ) • F <sub>WT</sub> (D) =						<b>397,72740</b>

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

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_{i=1}^N (h(\vartheta_{D_i}) \cdot F(D_i))} = \frac{223.185 kWh}{397,72740} = 561,1507 kWh$$

## Anlage 2 Nomenklatur

### Anlage 2a Nomenklatur für Standardlastprofile

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 und des BDEW 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
<b>DE</b>	<b>Deutschland</b>

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
<b>G</b>	<b>Gas</b>
<b>S</b>	<b>Strom</b>

#### 3. Drei Stellen: Kennzeichnung der Lastprofilkategorie

(drei Buchstaben)

	1. Buchstabe für die Gruppe von Letztverbrauchern
<b>H xx</b>	<b>Haushalt</b>
<b>H EF</b>	„Einfamilienhaus“

H MF	„Mehrfamilienhaus“
H KO	„Kochgas“
<b>G xx</b>	<b>Gewerbe, Handel und Dienstleistungen</b>
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)

vordere Ziffer:

hintere Ziffer:

Kennzeichnung der Ausprägung des Lastprofils

	Klartext- bezeichnung	Prozessgas- / Heizgasanteil
0x		Profiltyp Sigmoid nach TUM
3x		Profiltyp SigLinDe nach FfE
x1	„ - “	hoher Prozessgasanteil
x2	„ - “	erhöhter Prozessgasanteil
x3	„ o “	mittlerer Heizgasanteil
x4	„ + “	erhöhter Heizgasanteil
x5	„ + + “	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- kennung	Energieart- kennung <sup>14</sup>	Lastprofil- Kategorie	Aus- prägung	Klartext- bezeichnung
2 Buch- staben	1 Buch- stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Kategorie
DE	—	H EF	33	„Einfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE	—	H EF	34	„Einfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE	—	H MF	33	„Mehrfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE	—	H MF	34	„Mehrfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE	—	H KO	03	„Kochgas“

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

Landes- kennung <sup>15</sup>	Energieart- kennung <sup>16</sup>	Lastprofil- Kategorie	Aus- prägung	Klartext- bezeichnung
2 Buch- staben	1 Buch- stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Lastprofilbezeichnung
		G KO	33	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versi- cherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“ – normal
		G MK	33	„Metall und KFZ“
		G HA	33	„Einzel- und Großhandel“
		G BD	33	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
		G BH	33	„Beherbergung“
		G WA	33	„Wäscherei“
		G KO	34	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versi- cherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“ – normal
		G MK	34	„Metall und KFZ“
		G HA	34	„Einzel- und Großhandel“
		G BD	34	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
		G BH	34	„Beherbergung“
		G WA	34	„Wäscherei“

<sup>14</sup> Energieartkennung hier nicht verwendet, daher „—“ bzw. „leer“

<sup>15</sup> Landeskennung hier nicht verwendet, daher „leer“

<sup>16</sup> 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 und des BDEW für den deutschen Gasmarkt" in der jeweils gültigen Version zu entnehmen (siehe hierzu [www.edi-energy.de](http://www.edi-energy.de)).

## Anlage 3 Kalender für Feiertage

### Berücksichtigung von Feiertagen und Wochentagabhängigkeit

Eine Berücksichtigung der gesetzlichen Feiertage auf Bundesrepublikenebene 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 Wochentagabhängigkeit im Gasverbrauch feststellen lassen, die im Lastprofil über einen separaten Wochentagfaktor 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 Wochentagabhängigkeit festgestellt.

**Tabelle 21** Liste der bundesweiten Feiertage

Tag	Datum	Kalendarischer Wochentag	Empfohlener Wochentag für den Wochentagfaktor
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 Sontertage 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 MGW 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 deren Weiterentwicklung zu den SigLinDe Profilen durch die FfE. Zudem der in diesem Leitfaden beschriebene Berechnungsweg für diese Profile. 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 Standardlastprofilfunktion

Die Parameter A, B, C und D bzw. D' der Sigmoidfunktion und die Parameter  $m_H$ ,  $b_H$ ,  $m_W$  und  $b_W$  des linearen Regressionsgeradenpaares

werden mit 7 Nachkommastellen in der Genauigkeit angegeben.

$$h(\vartheta) = \left[ \left( \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right) \right] + \left[ \max \left\{ \begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix} \right\} \right]$$

#### Parameter A, C und D bzw. D':

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	1 * E-7	mathematisch <sup>17</sup>

#### Parameter B:

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

Der Versorgungsgrad  $\nu$  wird mit 3 Nachkommastellen in der Genauigkeit angegeben.

$$D' = D \cdot \nu$$

<sup>17</sup> 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.

Versorgungsgrad  $v$ :

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	$1 \cdot E-3$	mathematisch

Parameter  $m_H$ ,  $b_H$ ,  $m_W$  und  $b_W$ :

Index „H“ steht für Geradenabschnitt Heizgas und

Index „W“ steht für Geradenabschnitt Warmwasser

jeweils mit „m“ für die Steigung und „b“ für den Aufsatzpunkt bei  $0^\circ\text{C}$ .

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	$1 \cdot E-7$	mathematisch

Erläuterung zur Nachkommazahl der Koeffizienten:

*Die Verwendung von 7 Nachkommastellen bei den Koeffizienten A, B, C und D sowie  $m_H$ ,  $b_H$ ,  $m_W$  und  $b_W$  geht weit über die zulässige Genauigkeit aus der empirischen Koeffizientenermittlung der TU München und der FfE 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 Standardlastprofilfunktion 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 Allokationstemperatur  $\vartheta$  in der Lastprofilfunktion wird aus Tages-Isttemperatur bzw. Vorhersagetemperatur ermittelt.

Üblicherweise haben die Temperaturdaten des Wetterdienstes mindestens die folgende Genauigkeit:

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

Falls eine Justierung der Temperaturzeitreihe des Wetterdienstleisters auf das Netzgebiet notwendig ist, kann ein Temperaturversatz (der Knickpunkt Temperatur) vorgenommen werden ( $\vartheta' = \vartheta + \Delta\vartheta_{KP}$ ). Beim Temperaturversatz kann zwischen den Zeiträumen „Heizperiode - Kernzeit Winter“ und „Sommer/ Übergangsperiode“ unterschieden werden.

Temperaturversatz (KP) 0,01 °C (zwei Nachkommastellen)

Für die in diesem Leitfaden empfohlenen Standardprofile ist der Wert der Referenztemperatur  $\vartheta_0$  in dem Sigmoid-Anteil einheitlich auf 40,0 °C festgelegt.

#### Parameter $\vartheta_0$ :

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

### Temperaturberechnung für die Allokations- und Kundenwerte

#### Mischtemperaturen (virtuelle Wetterstation)

Für die Berechnung von Mischtemperaturen aus mehreren Temperaturmesspunkten (virtuelle Wetterstation) werden Gewichtungsfaktoren für die einzelnen Wetterstationen verwendet.

Die Gewichtungsfaktoren werden mit 4 Nachkommastellen berücksichtigt.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	0,0001	S2 bis S10 mathematisch S1 Rest zu 1,0000 <sup>18</sup>

Es ist darauf zu achten, dass die Summe der Gewichtungsfaktoren über die Stationen (Station S1 ... Station S10) den Wert 1,0000 ergibt. Zur Abstimmung des Summenwertes auf 1,0000 ist der Gewichtungsfaktor Station S1 zu verwenden.

D. h.  $g(S1) = 1,0000 - \Sigma(g(S2) \dots g(S10))$ .

#### Bewertete Temperatur

Für die Berechnung der Allokationswerte und des Kundenwertes kann neben der einfachen Tagesmitteltemperatur auch eine bewertete Temperatur z.B. über die geometrische Reihe mit Gewichtung über 4 Tag, herangezogen werden.

Die Gewichtungsfaktoren für die bewertete Temperatur werden mit 4 Nachkommastellen berücksichtigt.

<sup>18</sup> siehe Excel-Datei „verfahrensspezifische Parameter des Netzbetreibers“



PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	0,0001	T2 bis T10 mathematisch T1 Rest zu 1,0000 <sup>18</sup>

Es ist darauf zu achten, dass die Summe der Gewichtungsfaktoren für die bewertete Temperatur (T1 ... T10) den Wert 1,0000 ergibt. Zur Abstimmung des Summenwertes auf 1,0000 ist der Gewichtungsfaktor der Temperatur T1 zu verwenden.

D. h:  $g(T1) = 1,0000 - \Sigma(g(T2) \dots g(T10))$ .

Für die weitere Bestimmung des Profilk Funktionswertes wird empfohlen für die berechnete Temperatur  $\vartheta$  aus der Mischtemperatur und / oder der bewerteten Temperatur mindestens eine Nachkommastelle zu verwenden.

#### Parameter $\vartheta$ :

PHYSIKALISCHE EINHEIT	MINDESTGENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
°C	0,1 °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 $1 \cdot 10^{-5}$	keine Rundung

#### **Wochentagfaktoren**

Die Wochentagfaktoren werden mit 4 Nachkommastellen angegeben.

PHYSIKALISCHE EINHEIT	GENAUIGKEIT	RUNDUNGSREGEL
-	0,0001	Mo. bis Sa. mathematisch So. Rest zu 7,0000

Es ist darauf zu achten, dass die Summe der Wochentagfaktoren von Mo. bis So. (für eine Standardwoche) den Wert 7,0000 ergibt. Zur Abstimmung des Summenwertes für die Ausgangsdaten der Wochentagfaktoren ist der Wochentag Sonntag zu verwenden.

D. h.  $F(\text{So.}) = 7,0000 - \Sigma(F(\text{Mo.}) \dots F(\text{Sa.}))$ .

Hinweis: Der Abgleich der Summe der Wochentagfaktoren auf 7,0000 ist nur für die Ausgangsdaten der Wochentagfaktoren durchzuführen, nicht bei der Berechnung der Tagesmengen!

## Kundenwert

Der Kundenwert KW gibt den Tagesverbrauch eines Lastprofilkunden bei dem Lastprofilkoeffizientenwert von  $h\text{-Wert} = 1$  an. Der Kundenwert ist damit unabhängig vom verwendeten Lastprofilverfahren. Für die SigLinDe-Profile wurde zudem festgelegt, dass diese Profile bei der Temperatur 8°C den  $h\text{-Wert}$  von 1 haben.

Der Kundenwert ist für jeden Zählpunkt/Entnahmestelle/Verbraucher einzeln anzugeben.

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
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  $Q_{\text{Tag}}$  wird aus der anzuwendenden Temperatur, dem Wochentagfaktor und dem Kundenwert ermittelt.

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

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 $1 \cdot 10^{-7}$	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**

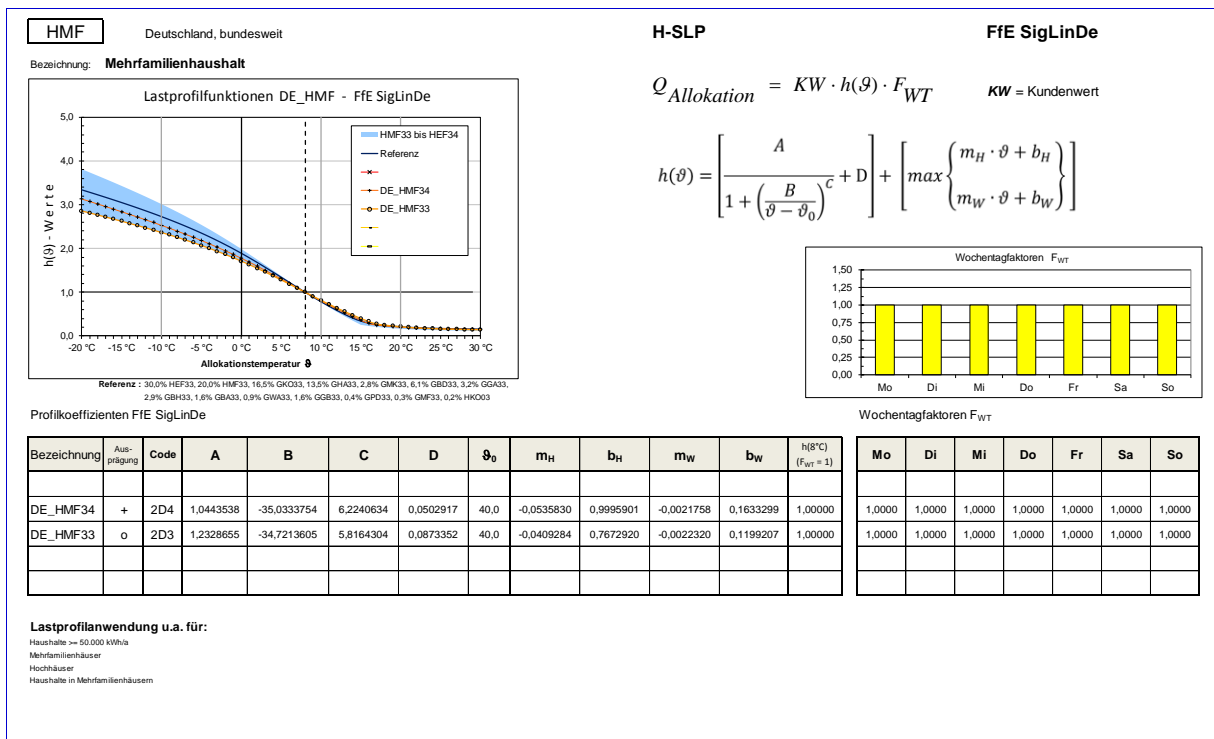
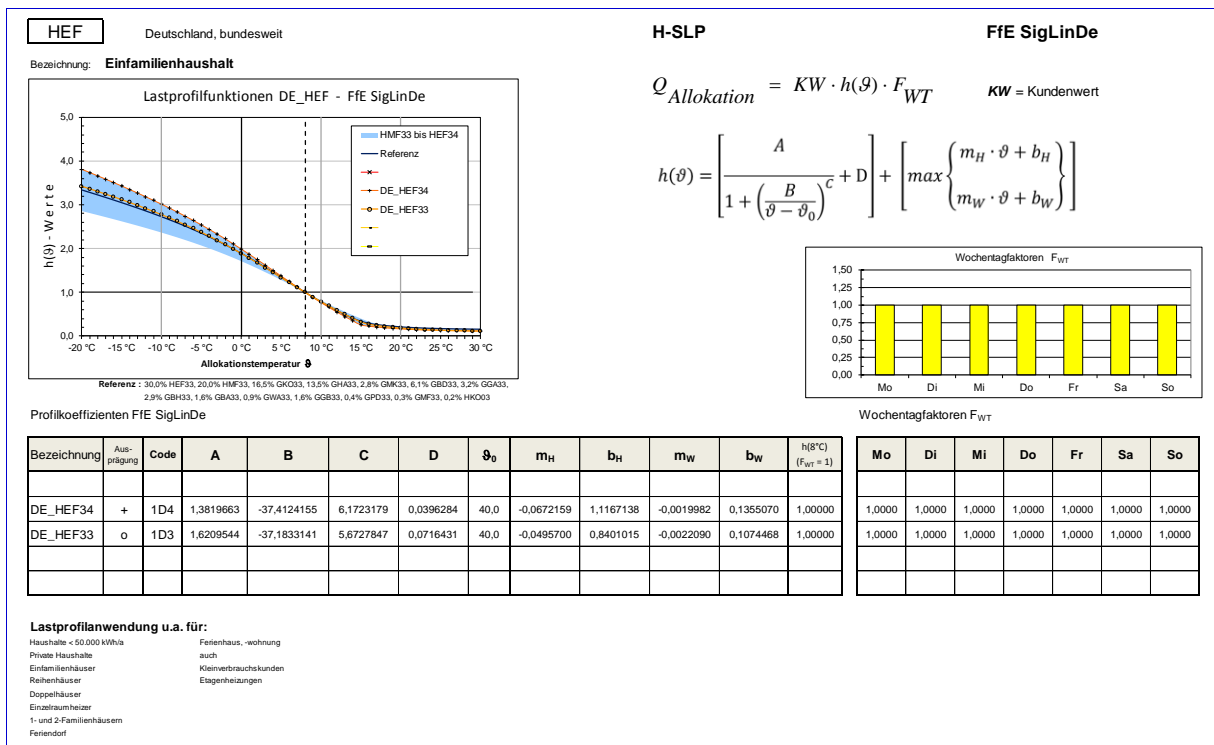
### **Koeffizienten und Wochentagfaktoren für Deutschland**

Haushaltsprofile (Heiz- und Kochgas) und Gewerbepprofile

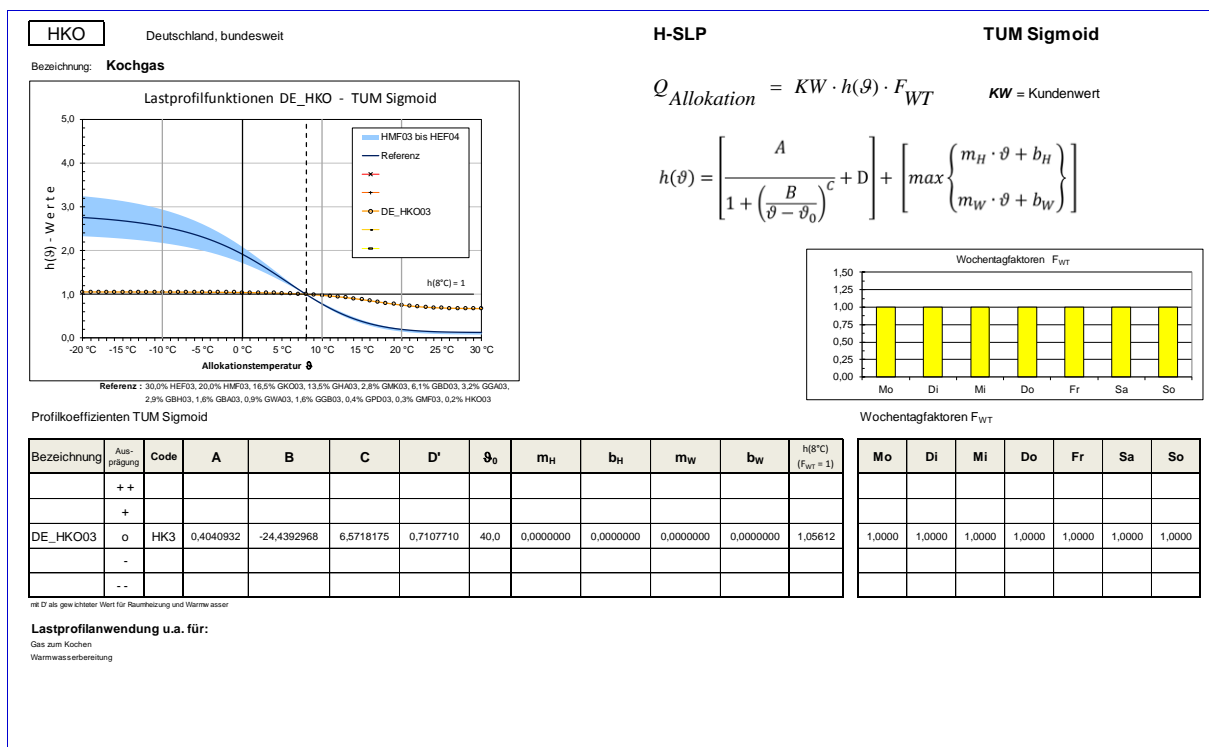
Die angegebenen Codes sind rein informatorisch. Für die Marktkommunikation sind ausschließlich die Codes nutzbar, die in der jeweils gültigen Version des EDI@Energy-Dokuments „Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München und des BDEW für den deutschen Gasmarkt“ veröffentlicht sind.

## Datenblätter FfE SigLinDe Profile

### Haushalt - Heizgas

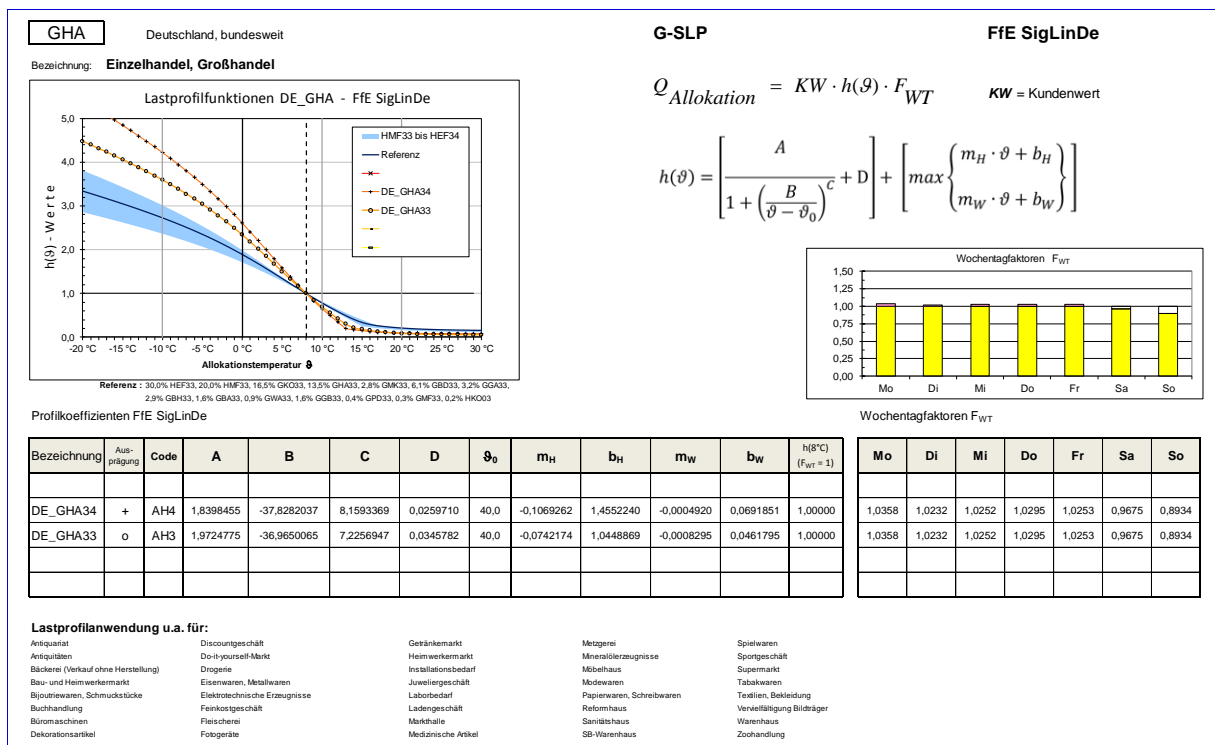
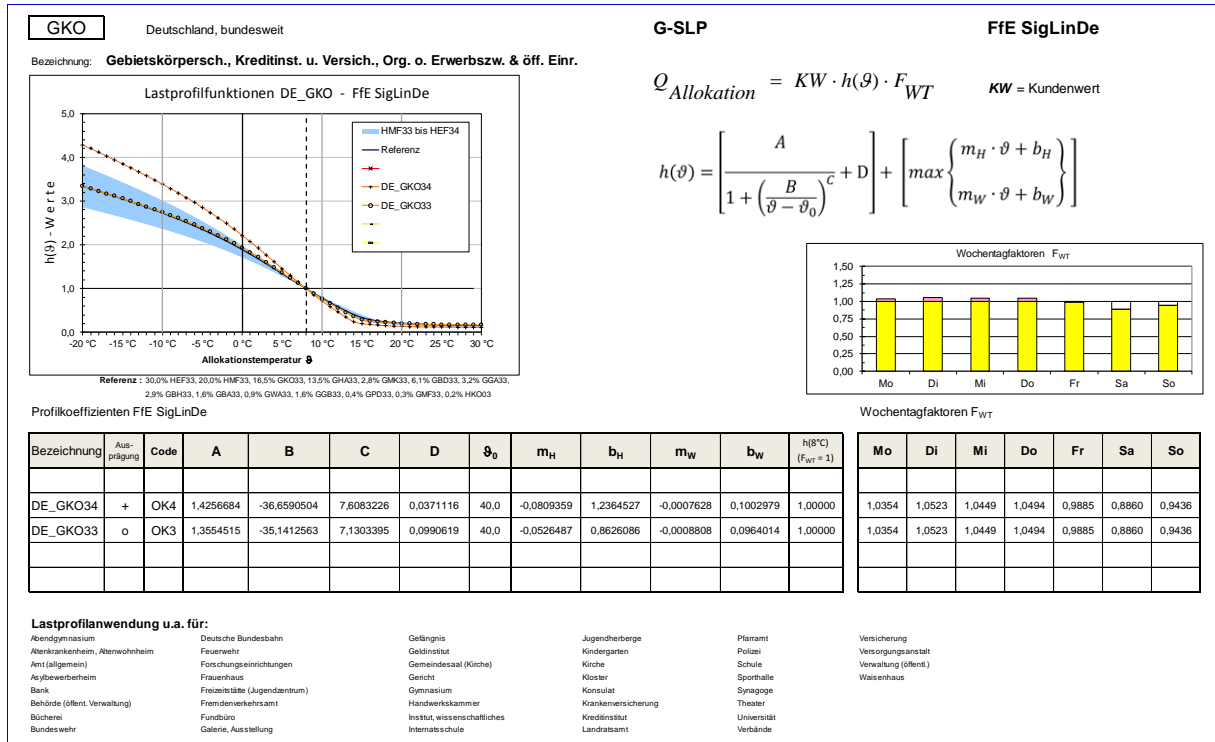


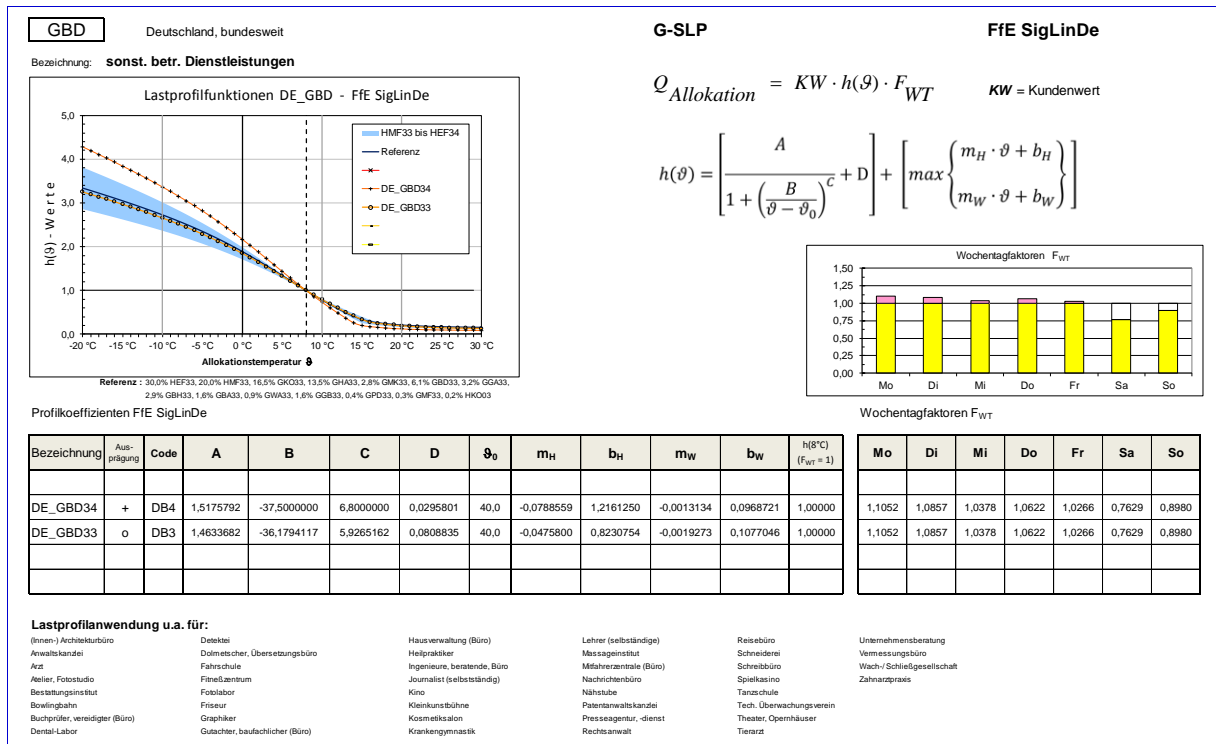
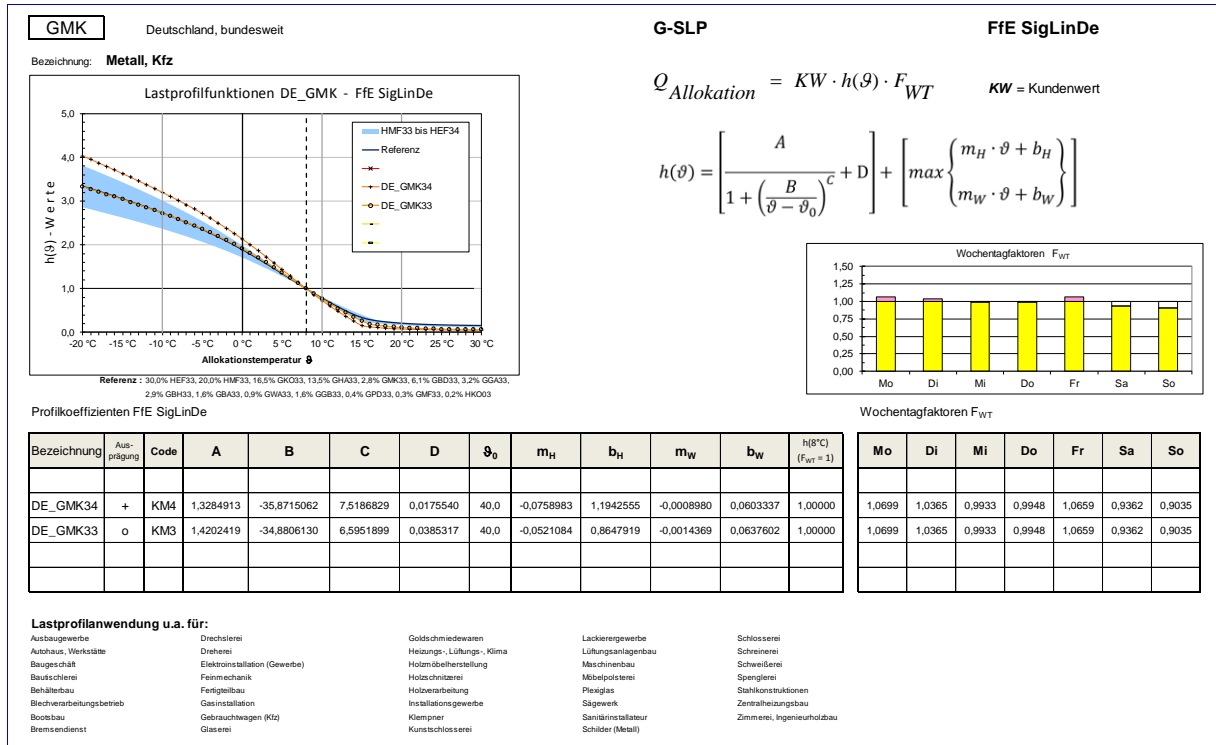
## Haushalt - Kochgas



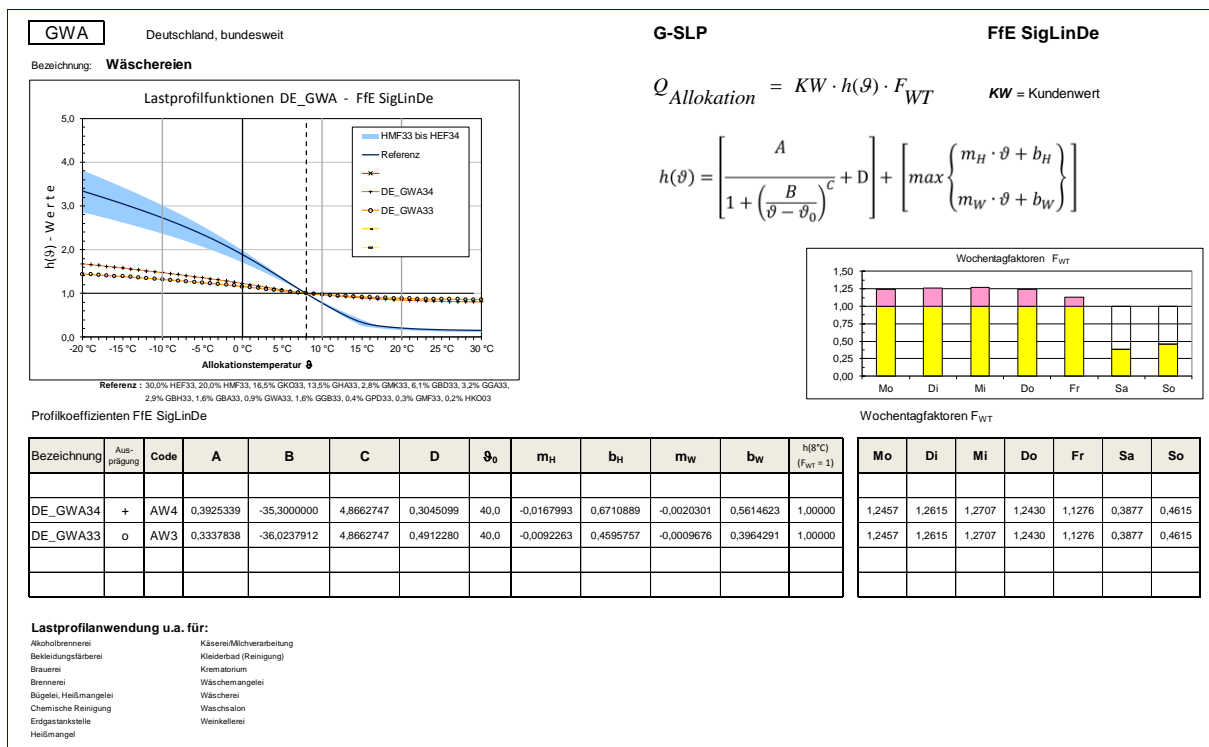
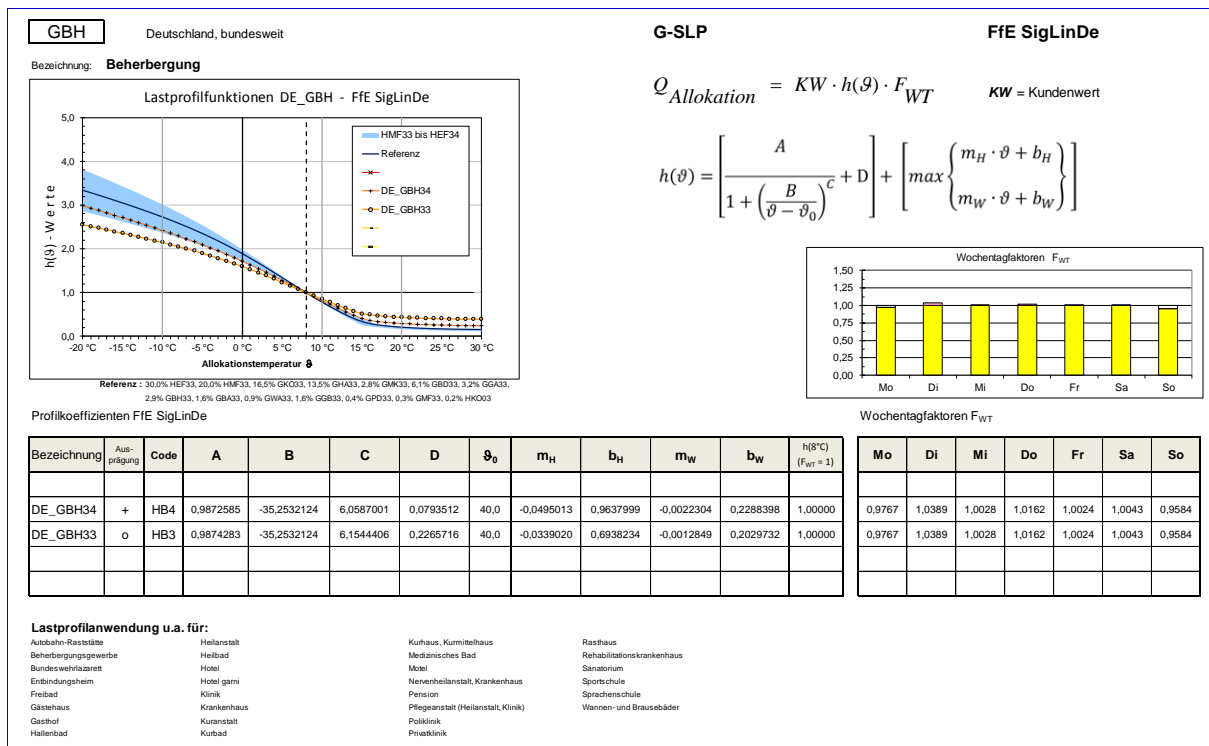
siehe TUM Sigmoid

## Gewerbe - Hauptprofile

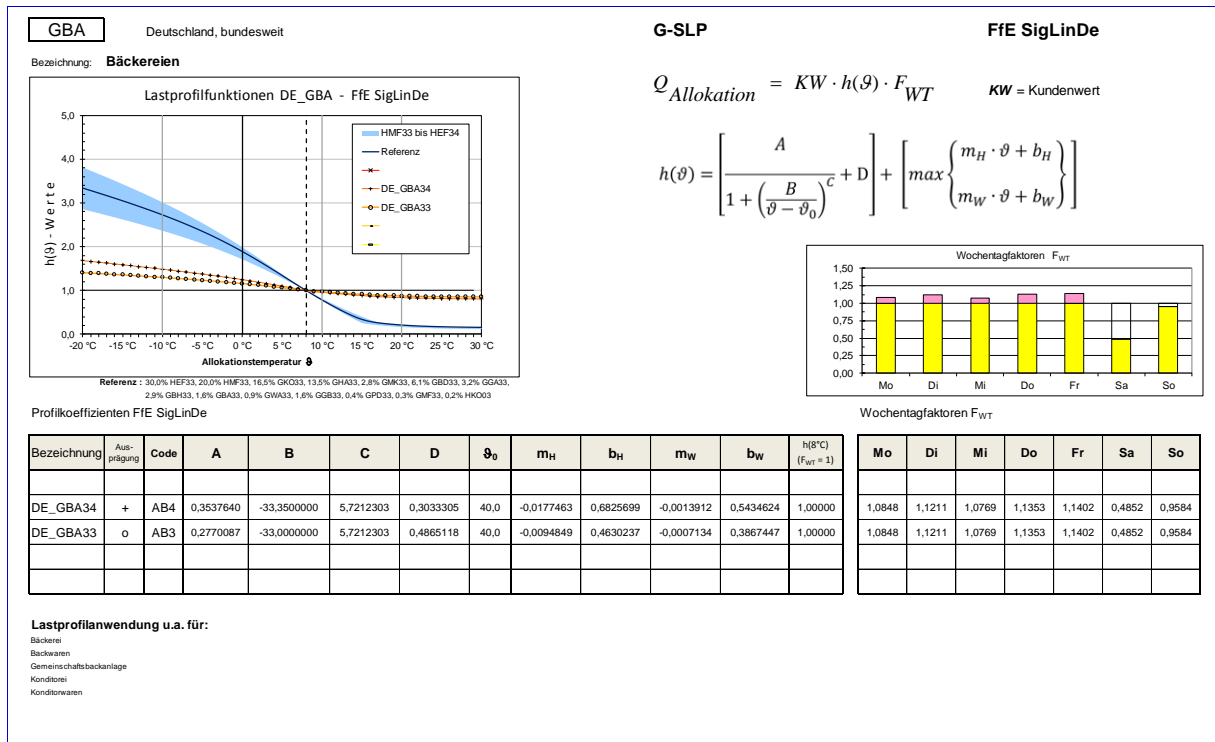
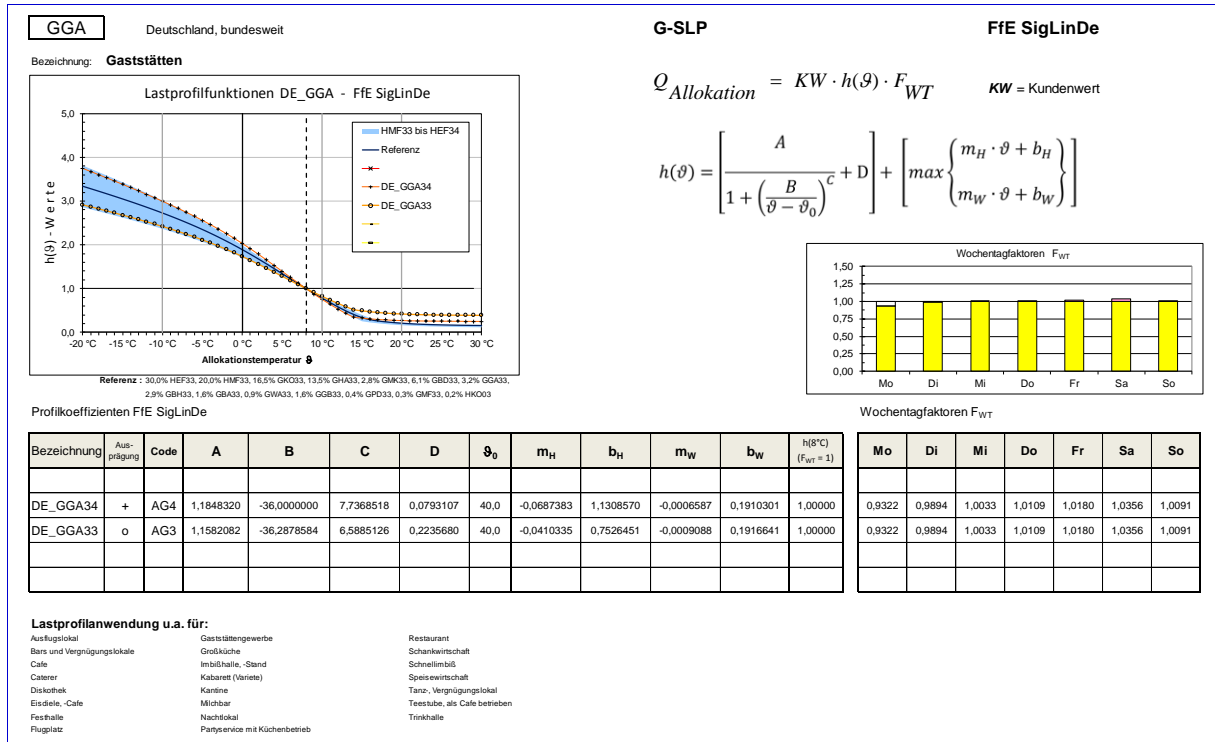


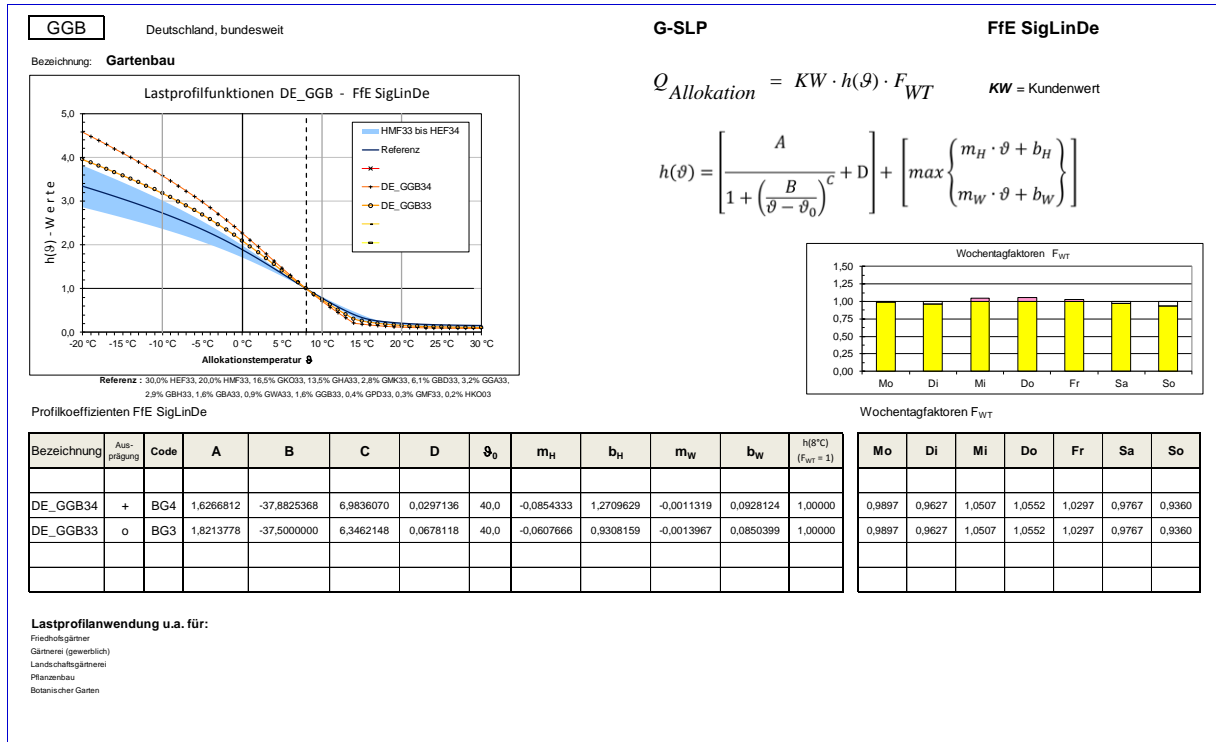






## Gewerbe – Nebenprofile



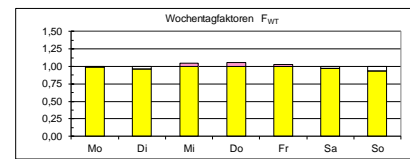


**G-SLP**

**FfE SigLinDe**

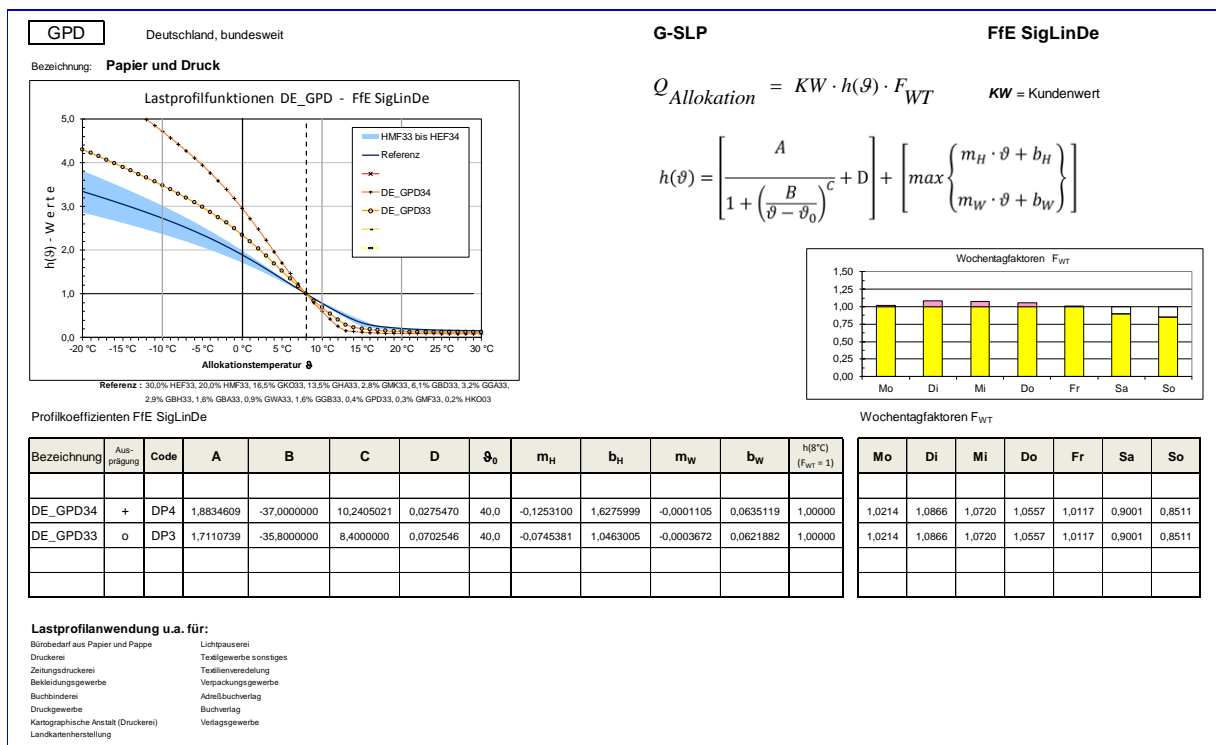
$$Q_{\text{Allokation}} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT} \quad KW = \text{Kundenwert}$$

$$h(\vartheta) = \left[ \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right] + \left[ \max \left\{ m_H \cdot \vartheta + b_H, m_W \cdot \vartheta + b_W \right\} \right]$$



Wochentagfaktoren  $F_{WT}$

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
0,9897	0,9627	1,0507	1,0552	1,0297	0,9767	0,9360
0,9897	0,9627	1,0507	1,0552	1,0297	0,9767	0,9360

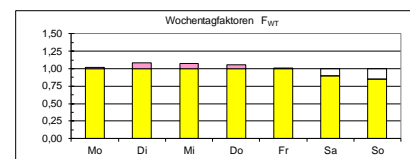


**G-SLP**

**FfE SigLinDe**

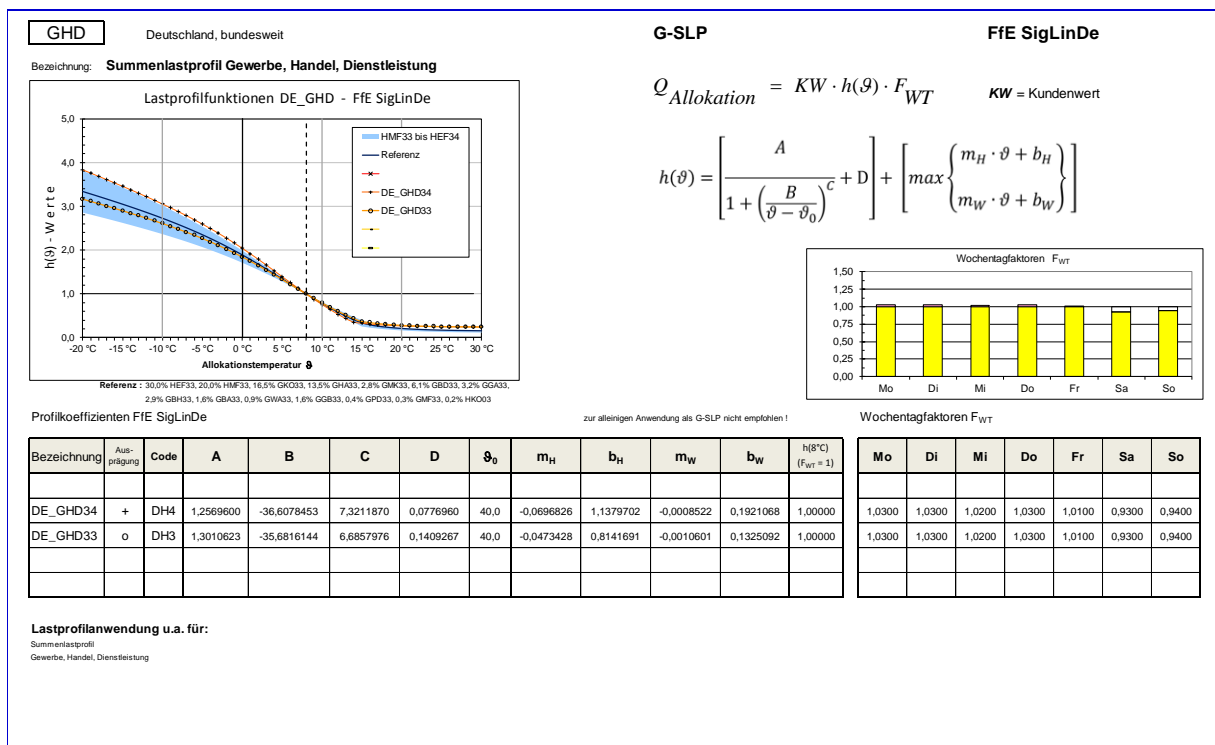
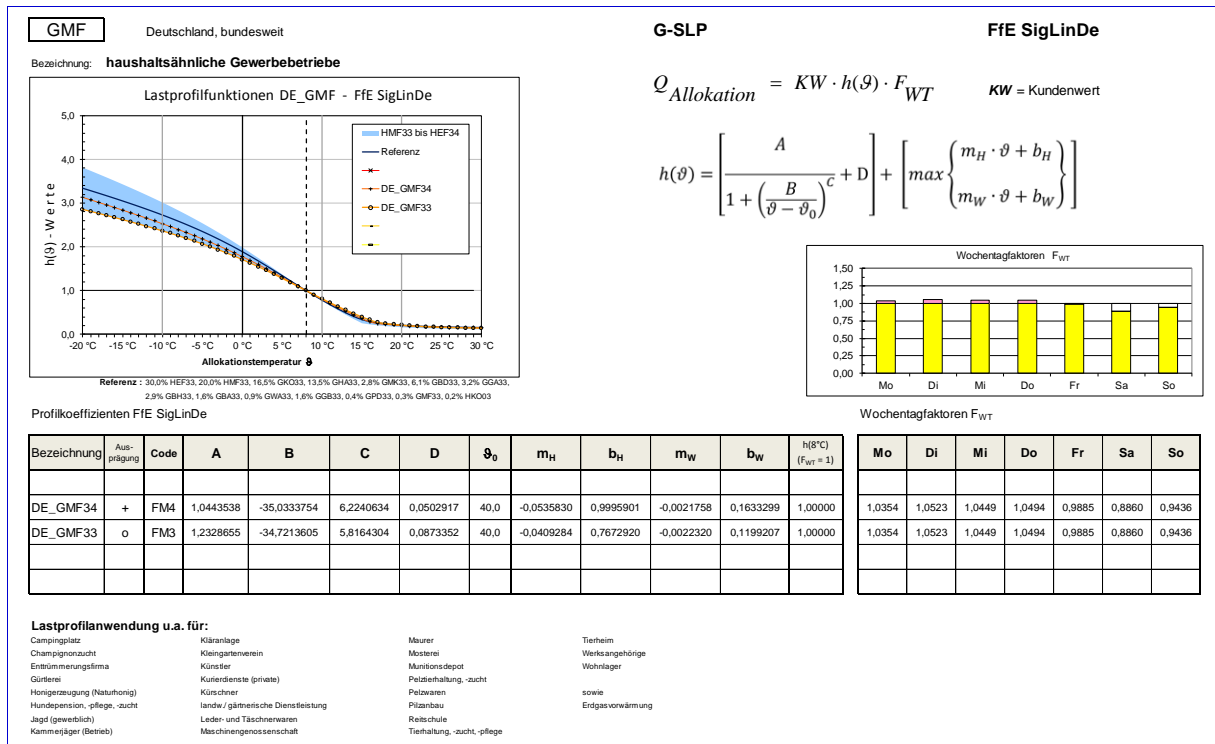
$$Q_{\text{Allokation}} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT} \quad KW = \text{Kundenwert}$$

$$h(\vartheta) = \left[ \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right] + \left[ \max \left\{ m_H \cdot \vartheta + b_H, m_W \cdot \vartheta + b_W \right\} \right]$$



Wochentagfaktoren  $F_{WT}$

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0214	1,0866	1,0720	1,0557	1,0117	0,9001	0,8511
1,0214	1,0866	1,0720	1,0557	1,0117	0,9001	0,8511



## Übersicht FfE SigLinDe Profile

### Lastprofil - Koeffizienten FfE SigLinDe Haushalt - H-SLP

Stand: 30.06.2015

Landes- kennung	Bezeichnung	Nomen-klatur	Aus- prä- gung	Code	A	B	C	D	$\theta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )	Temp.-KP in [°C]
Deutschland, bundesweit	Einfamilienhaushalt	DE_HEF33	o	1D3	1,6209544	-37,1833141	5,6727847	0,0716431	40,0	-0,0495700	0,8401015	-0,0022090	0,1074468	1,00000	15,46
		DE_HEF34	+	1D4	1,3819663	-37,4124155	6,1723179	0,0396284	40,0	-0,0672159	1,1167138	-0,0019982	0,1355070	1,00000	15,04
	Mehrfamilienhaushalt	DE_HMF33	o	2D3	1,2328655	-34,7213605	5,8164304	0,0873352	40,0	-0,0409284	0,7672920	-0,0022320	0,1199207	1,00000	16,72
		DE_HMF34	+	2D4	1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	40,0	-0,0535830	0,9995901	-0,0021758	0,1633299	1,00000	16,26
	Kochgas	DE_HKO03	o	HK3	0,4040932	-24,4392968	6,5718175	0,7107710	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,05612	17,48

### Lastprofil - Koeffizienten FfE SigLinDe Gewerbe - G-SLP

Hauptprofile

#### 1. Teil

Stand: 30.06.2015

Landes- kennung	Bezeichnung	Nomen-klatur	Aus- prä- gung	Code	A	B	C	D	$\theta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )	Temp.-KP in [°C]
Deutschland, bundesweit	Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	GKO33	++	OK3	1,3554515	-35,1412563	7,1303395	0,0990619	40,0	-0,0526487	0,8626086	-0,0008808	0,0964014	1,00000	14,80
		GKO34	--	OK4	1,4256684	-36,6590504	7,6083226	0,0371116	40,0	-0,0809359	1,2364527	-0,0007628	0,1002979	1,00000	14,17
	Einzelhandel, Großhandel	GHA33	++	AH3	1,9724775	-36,9650065	7,2256947	0,0345782	40,0	-0,0742174	1,0448869	-0,0008295	0,0461795	1,00000	13,60
		GHA34	--	AH4	1,8398455	-37,8282037	8,1593369	0,0259710	40,0	-0,1069262	1,4552240	-0,0004920	0,0691851	1,00000	13,02
	Metall, Kfz	GMK33	++	KM3	1,4202419	-34,8806130	6,5951899	0,0385317	40,0	-0,0521084	0,8647919	-0,0014369	0,0637602	1,00000	15,80
		GMK34	--	KM4	1,3284913	-35,8715062	7,5186829	0,0175540	40,0	-0,0758983	1,1942555	-0,0008980	0,0603337	1,00000	15,11
	sonst. betr. Dienstleistungen	GBD33	++	DB3	1,4633682	-36,1794117	5,9265162	0,0808835	40,0	-0,0475800	0,8230754	-0,0019273	0,1077046	1,00000	15,66
		GBD34	--	DB4	1,5175792	-37,5000000	6,8000000	0,0295801	40,0	-0,0788559	1,2161250	-0,0013134	0,0968721	1,00000	14,43
	Beherbergung	GBH33	++	HB3	0,9874283	-35,2532124	6,1544406	0,2265716	40,0	-0,0339020	0,6938234	-0,0012849	0,2029732	1,00000	15,04
		GBH34	--	HB4	0,9872585	-35,2532124	6,0587001	0,0793512	40,0	-0,0495013	0,9637999	-0,0022304	0,2288398	1,00000	15,54
	Wäschereien	GWA33	++	AW3	0,3337838	-36,0237912	4,8662747	0,4912280	40,0	-0,0092263	0,4595757	-0,0000976	0,3964291	1,00000	7,64
		GWA34	--	AW4	0,3925339	-35,3000000	4,8662747	0,3045099	40,0	-0,0167993	0,6710889	-0,0020301	0,5614623	1,00000	7,42

### Lastprofil - Koeffizienten FfE SigLinDe Gewerbe - G-SLP

Nebenprofile

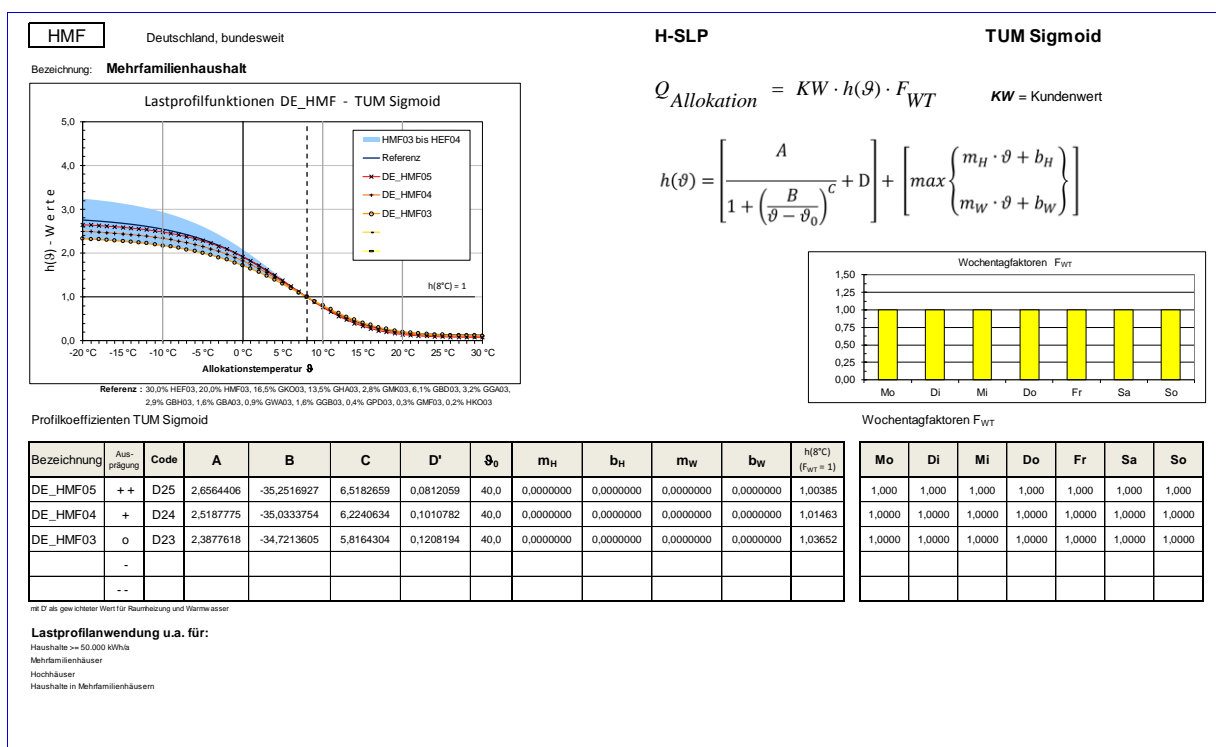
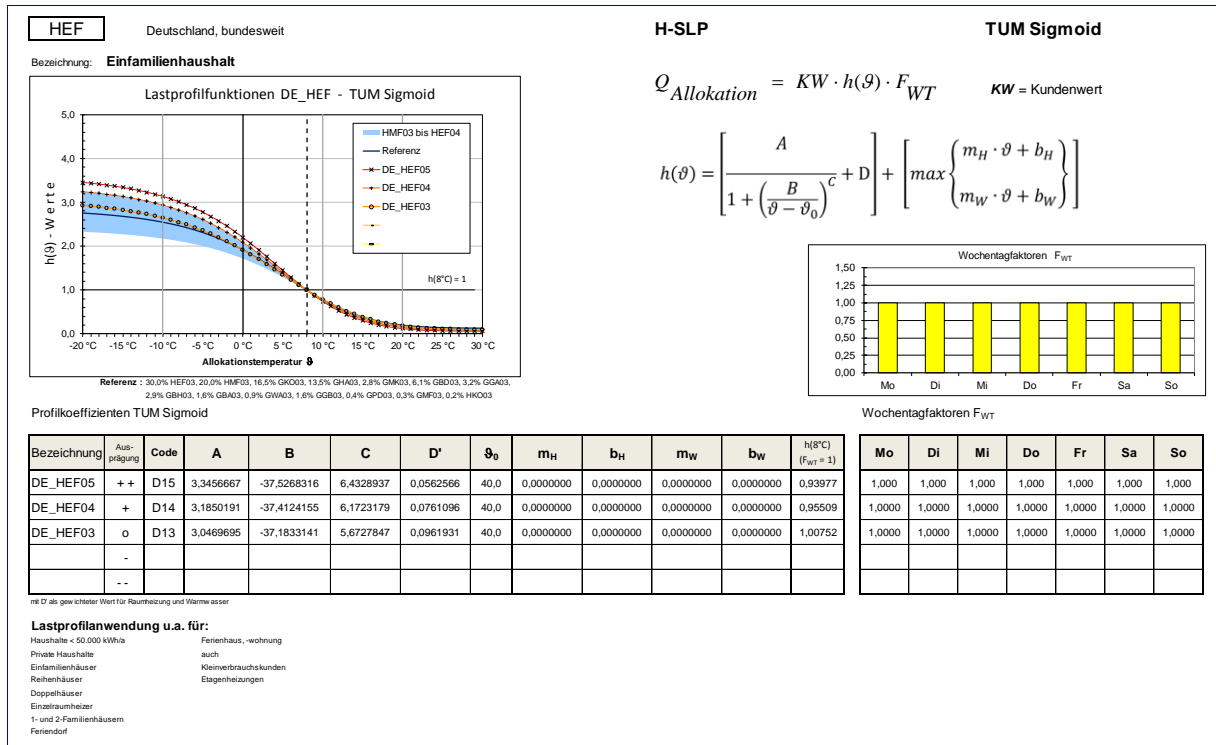
#### 2. Teil

Stand: 30.06.2015

Landes- kennung	Bezeichnung	Nomen-klatur	Aus- prä- gung	Code	A	B	C	D	$\theta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )	Temp.-KP in [°C]
Deutschland, bundesweit	Gaststätten	GGA33	++	AG3	1,1582082	-36,2878584	6,5885126	0,2235680	40,0	-0,0410335	0,7526451	-0,0009088	0,1916641	1,00000	13,98
		GGA34	--	AG4	1,1848320	-36,0000000	7,7368518	0,0793107	40,0	-0,0687383	1,1308570	-0,0006587	0,1910301	1,00000	13,80
	Bäckereien	GBA33	++	AB3	0,2770087	-33,0000000	5,7212303	0,4865118	40,0	-0,0094849	0,4630237	-0,0007134	0,3867447	1,00000	8,69
		GBA34	--	AB4	0,3537640	-33,3500000	5,7212303	0,3033305	40,0	-0,0177463	0,6825699	-0,0013912	0,5434624	1,00000	8,50
	Gartenbau	GGB33	++	BG3	1,8213778	-37,5000000	6,3462148	0,0678118	40,0	-0,0607666	0,9308159	-0,0013967	0,0850399	1,00000	14,24
		GGB34	o	BG4	1,6266812	-37,8825368	6,9836070	0,0297136	40,0	-0,0854333	1,2709629	-0,0011319	0,0928124	1,00000	13,97
	Papier und Druck	GPD33	+	DP3	1,7110739	-35,8000000	8,4000000	0,0702546	40,0	-0,0745381	1,0463005	-0,0003672	0,0621882	1,00000	13,26
		GPD34	++	DP4	1,8834609	-37,0000000	10,2405021	0,0275470	40,0	-0,1253100	1,6275999	-0,0001105	0,0635119	1,00000	12,49
	haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	GMF33	o	FM3	1,2328655	-34,7213605	5,8164304	0,0873352	40,0	-0,0409284	0,7672920	-0,0022320	0,1199207	1,00000	16,72
		GMF34	+	FM4	1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	40,0	-0,0535830	0,9995901	-0,0021758	0,1633299	1,00000	16,26
	Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	GHD33	+	DH3	1,3010623	-35,6816144	6,6857976	0,1409267	40,0	-0,0473428	0,8141691	-0,0010601	0,1325082	1,00000	14,72
		GHD34	o	DH4	1,2569600	-36,6078453	7,3211870	0,0776960	40,0	-0,0696826	1,1379702	-0,0008522	0,1921068	1,00000	13,74

## Datenblätter TUM Sigmoid Profile

### Haushalt - Heizgas



## Haushalt - Kochgas

**HKO** Deutschland, bundesweit

Bezeichnung: **Kochgas**

Lastprofilfunktionen DE\_HKO - TUM Sigmoid

Referenz : 30,0% HEF03, 20,0% HMF03, 16,5% GKO03, 13,5% GH03, 2,8% GMK03, 6,1% GBD03, 3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, 0,3% GMP03, 0,2% HKO03

Profilkoeffizienten TUM Sigmoid

Bezeichnung	Ausprägung	Code	A	B	C	D'	θ <sub>0</sub>	m <sub>H</sub>	b <sub>H</sub>	m <sub>W</sub>	b <sub>W</sub>	h(8°C) (F <sub>WT</sub> = 1)
DE_HKO03	o	HK3	0,4040932	-24,4392968	6,5718175	0,7107710	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,05612
	+											
	-											
	- -											

mit 0 als gewählter Wert für Raumheizung und Warmwasser

**Lastprofilanwendung u.a. für:**  
Gas zum Kochen  
Warmwasserbereitung

**H-SLP**

$$Q_{\text{Allokation}} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$

*KW* = Kundenwert

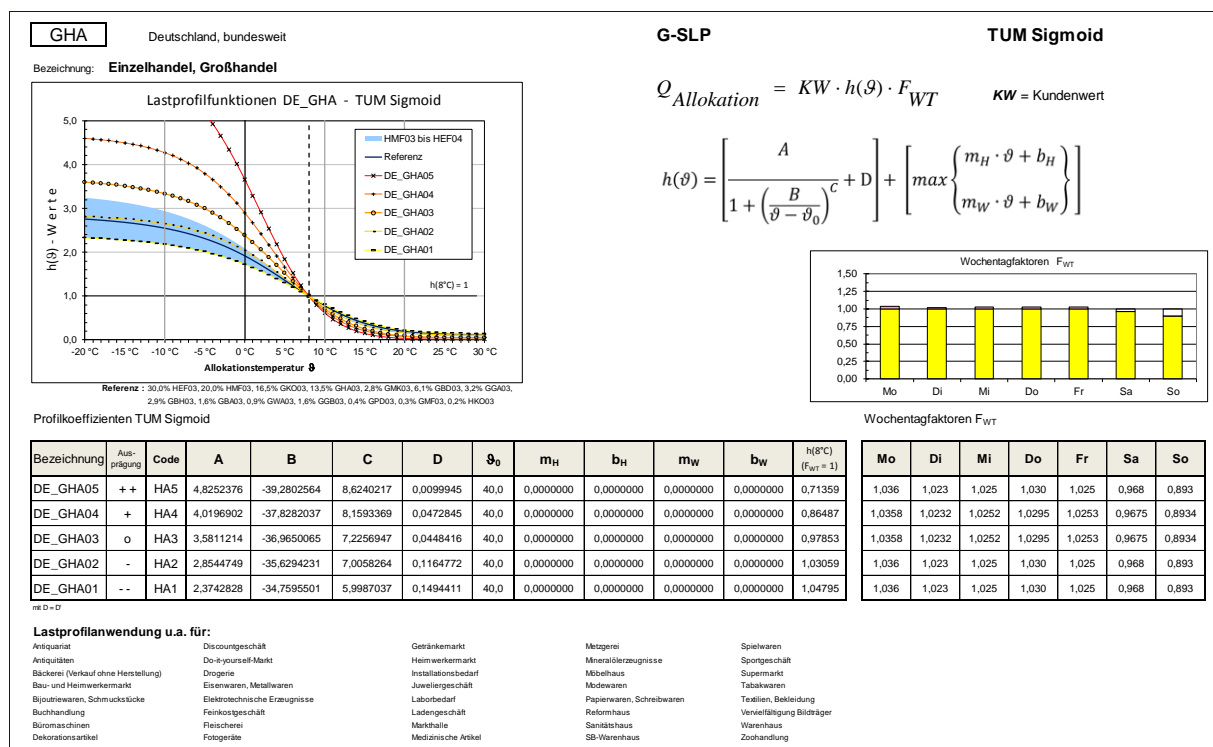
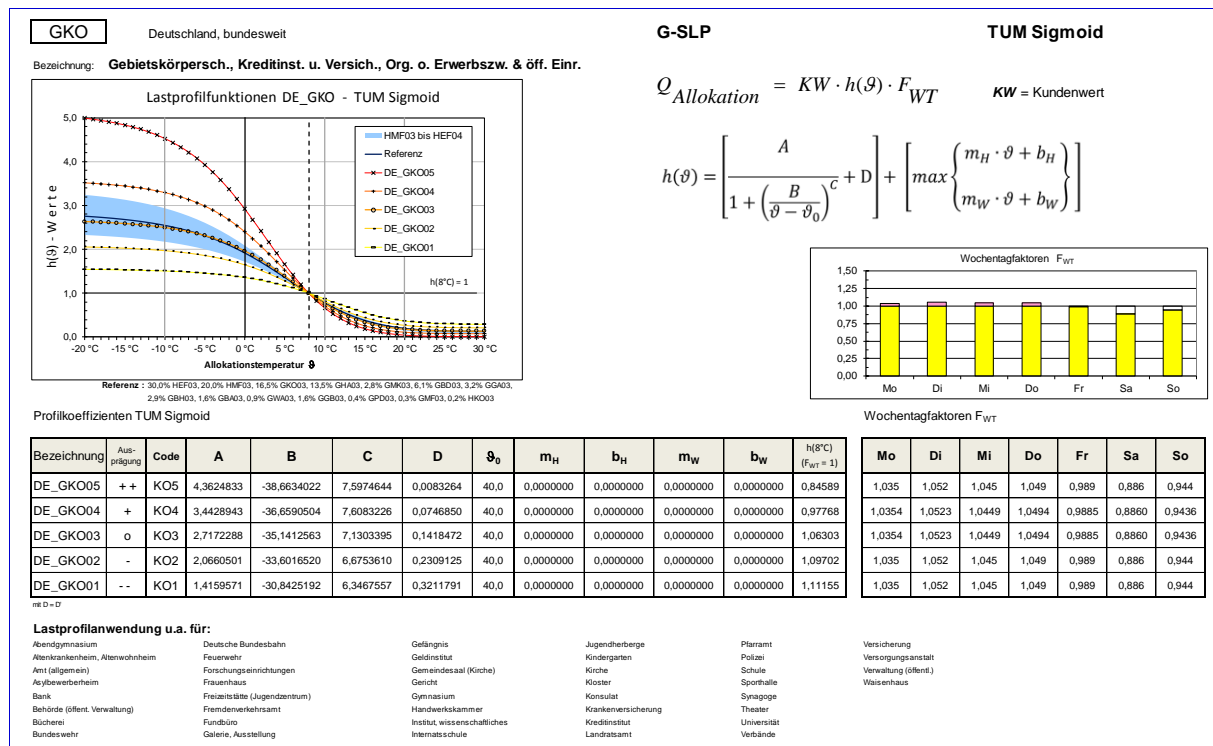
$$h(\vartheta) = \left[ \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^C} + D \right] + \left[ \max \left\{ m_H \cdot \vartheta + b_H, m_W \cdot \vartheta + b_W \right\} \right]$$

Wochentagfaktoren F<sub>WT</sub>

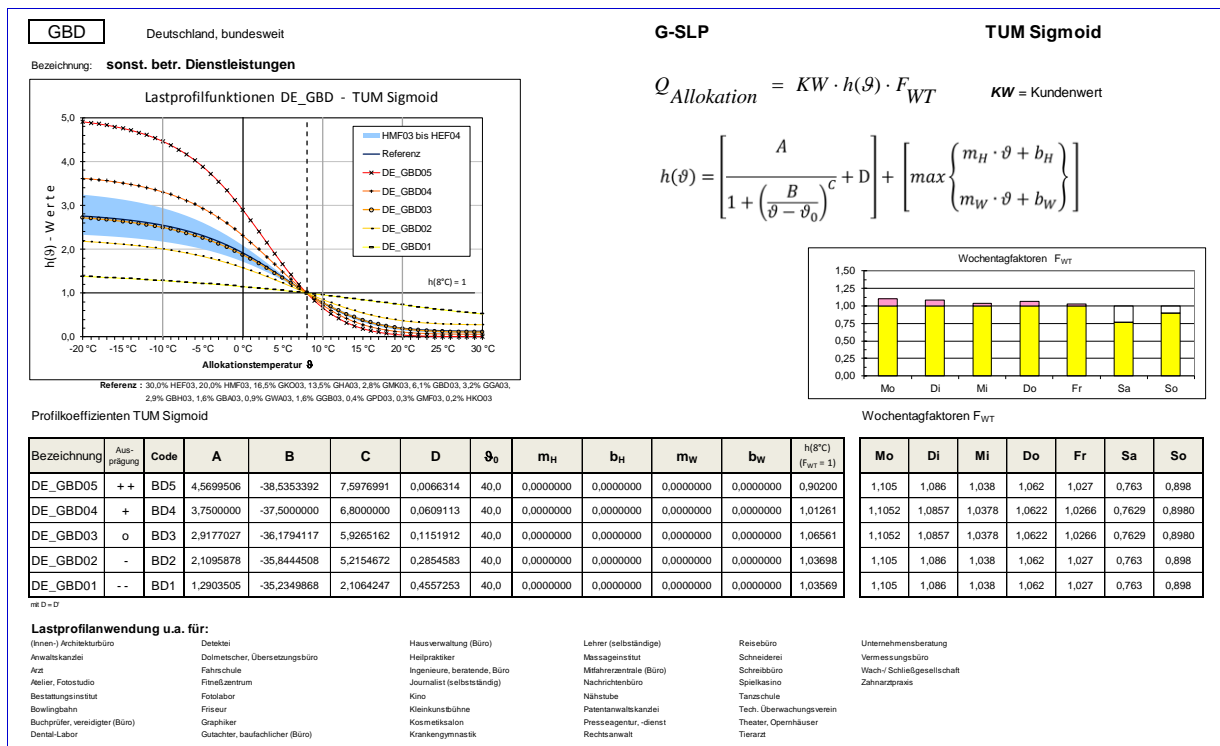
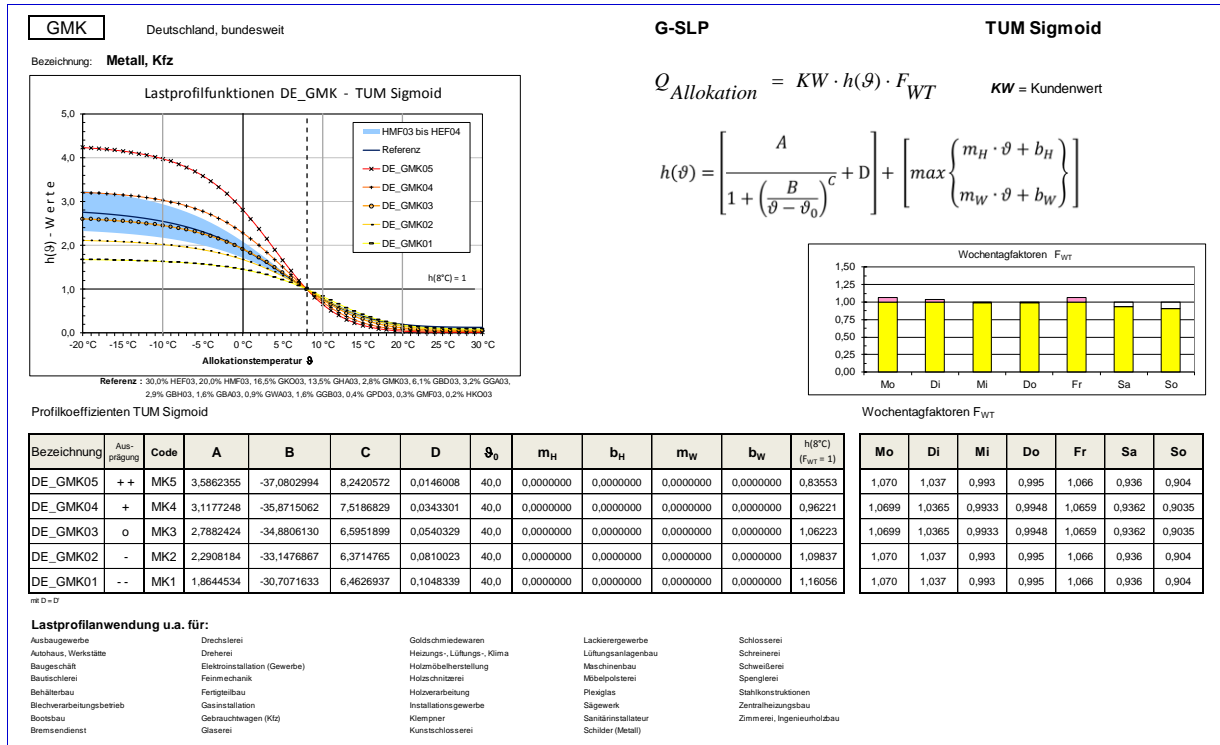
Wochentagfaktoren F<sub>WT</sub>

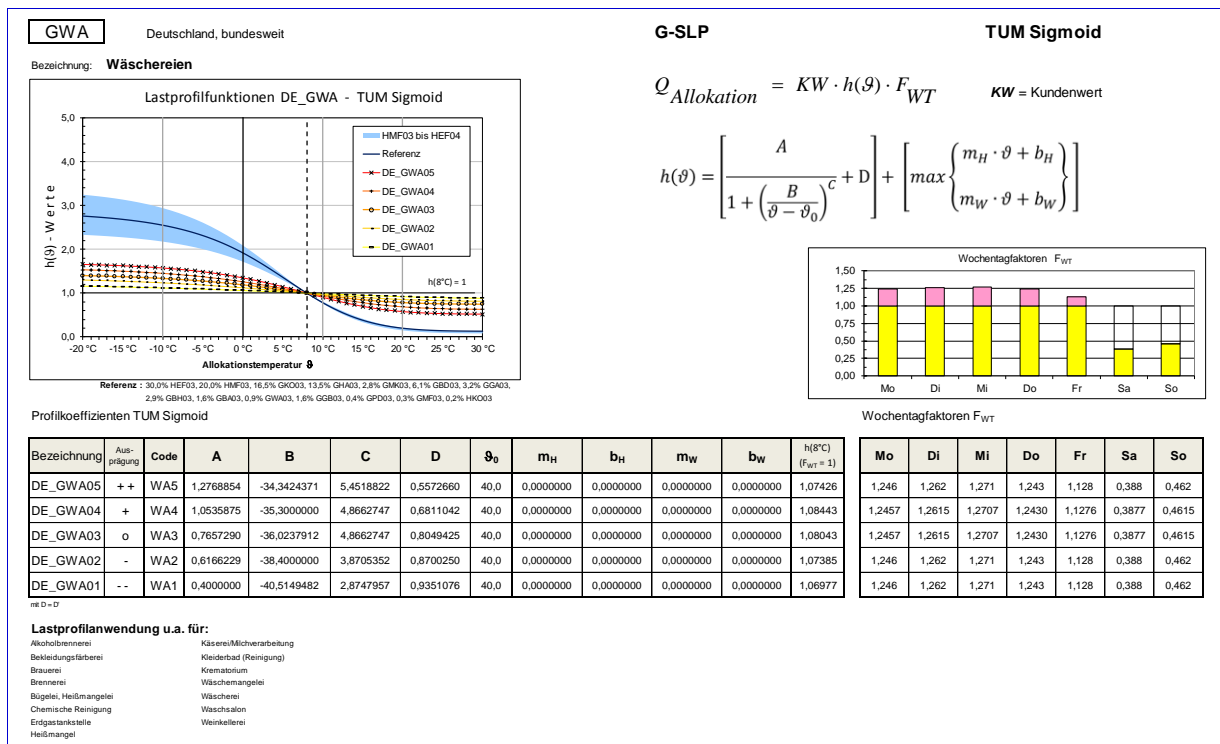
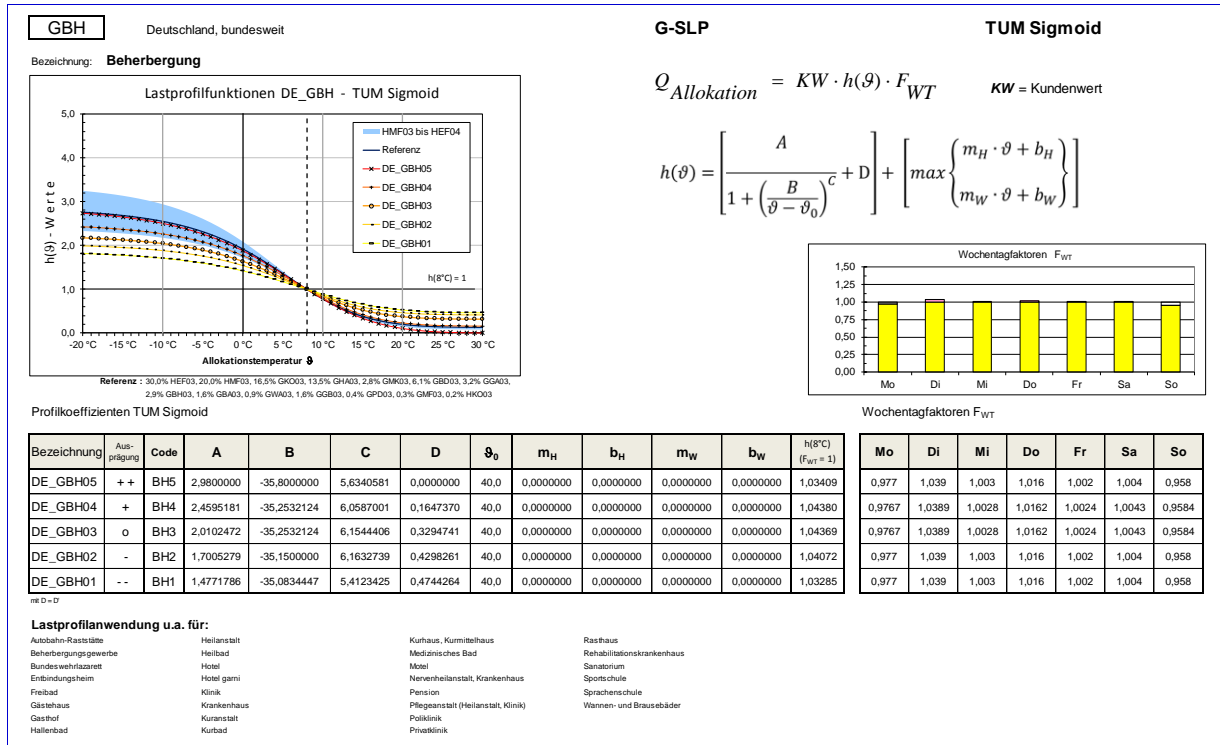
Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

## Gewerbe - Hauptprofile

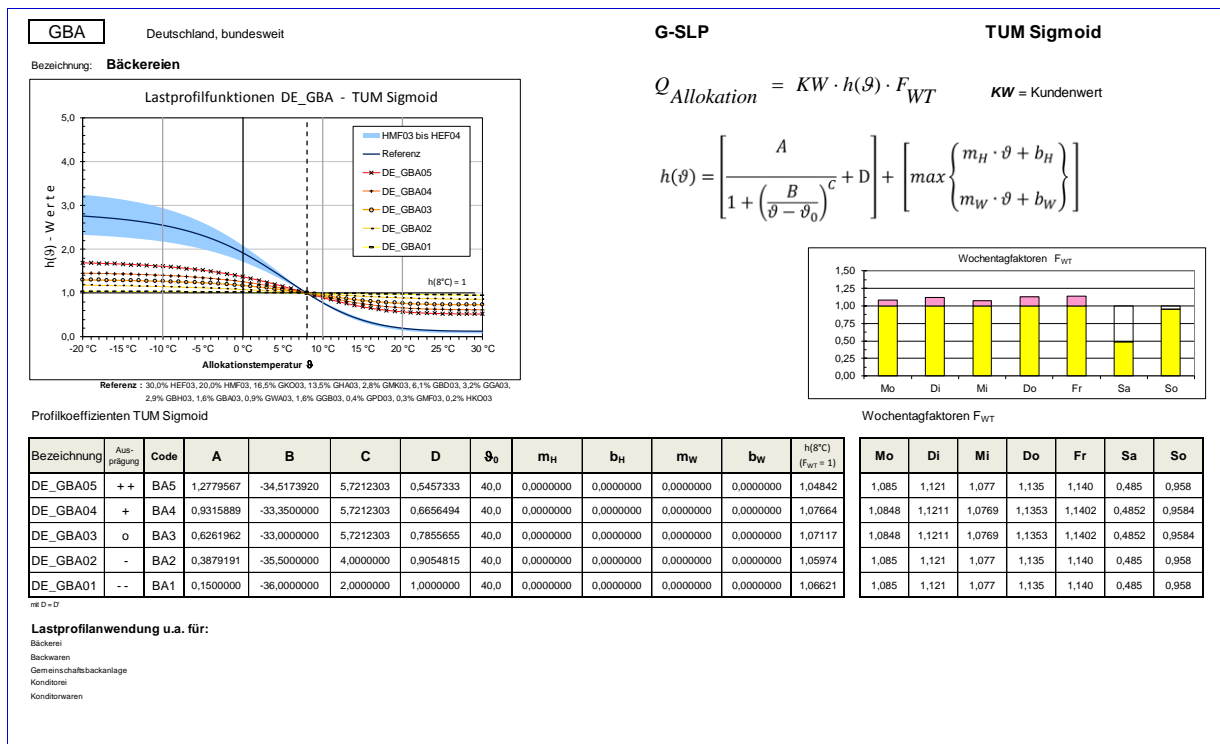
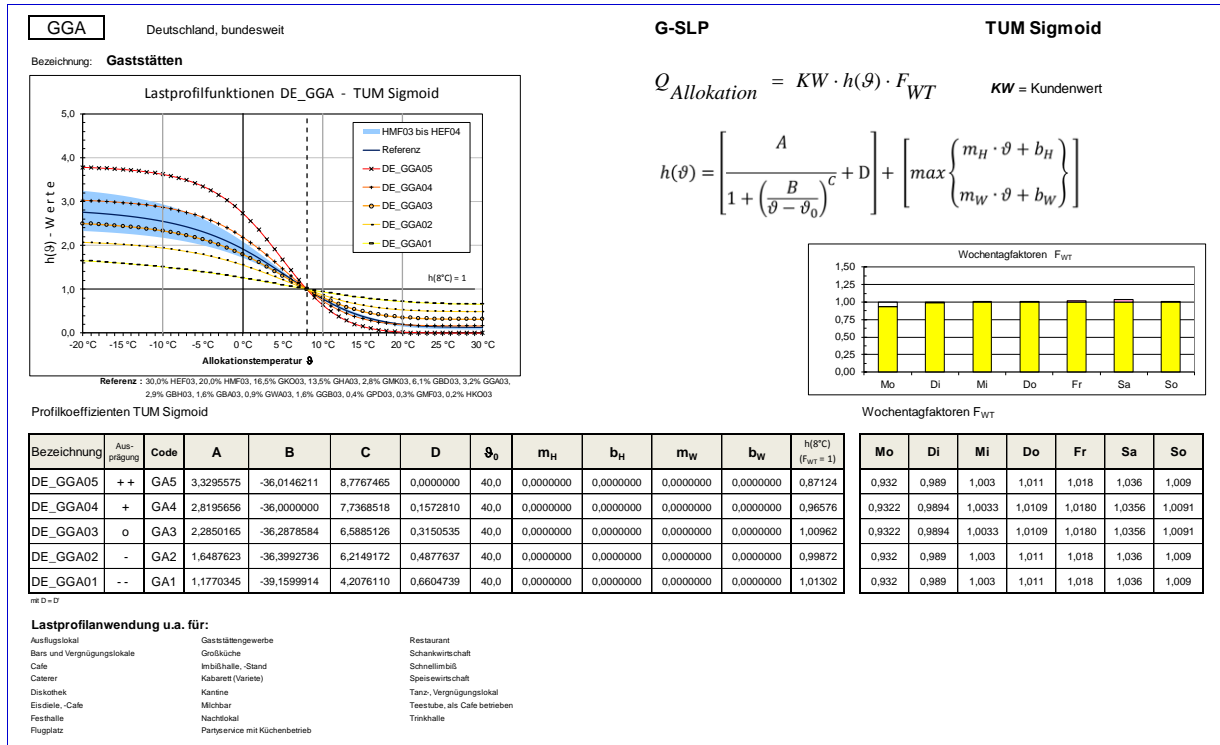


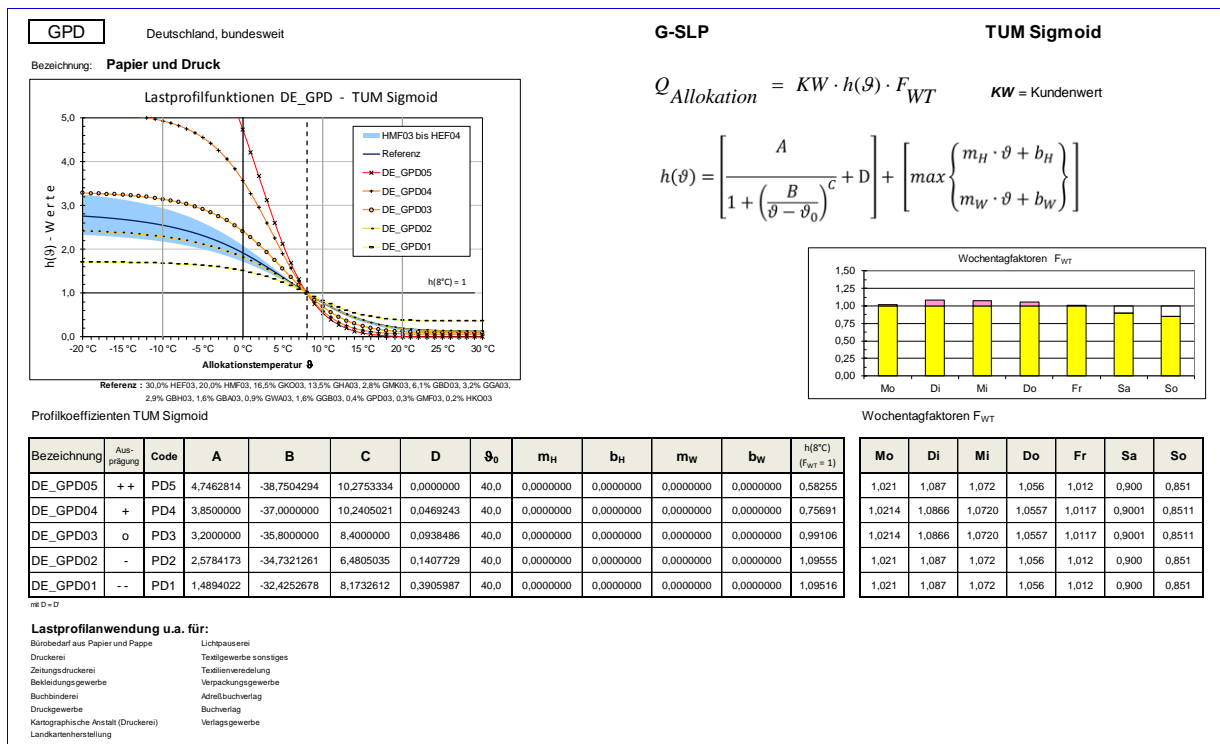
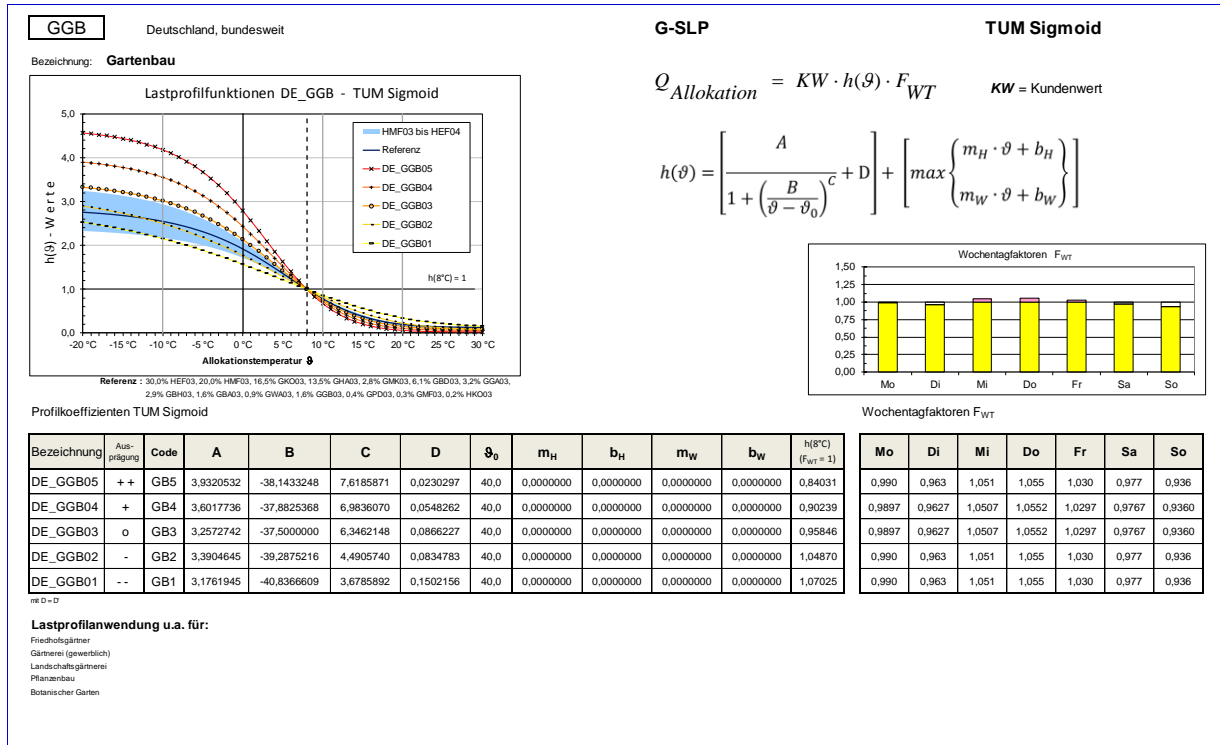


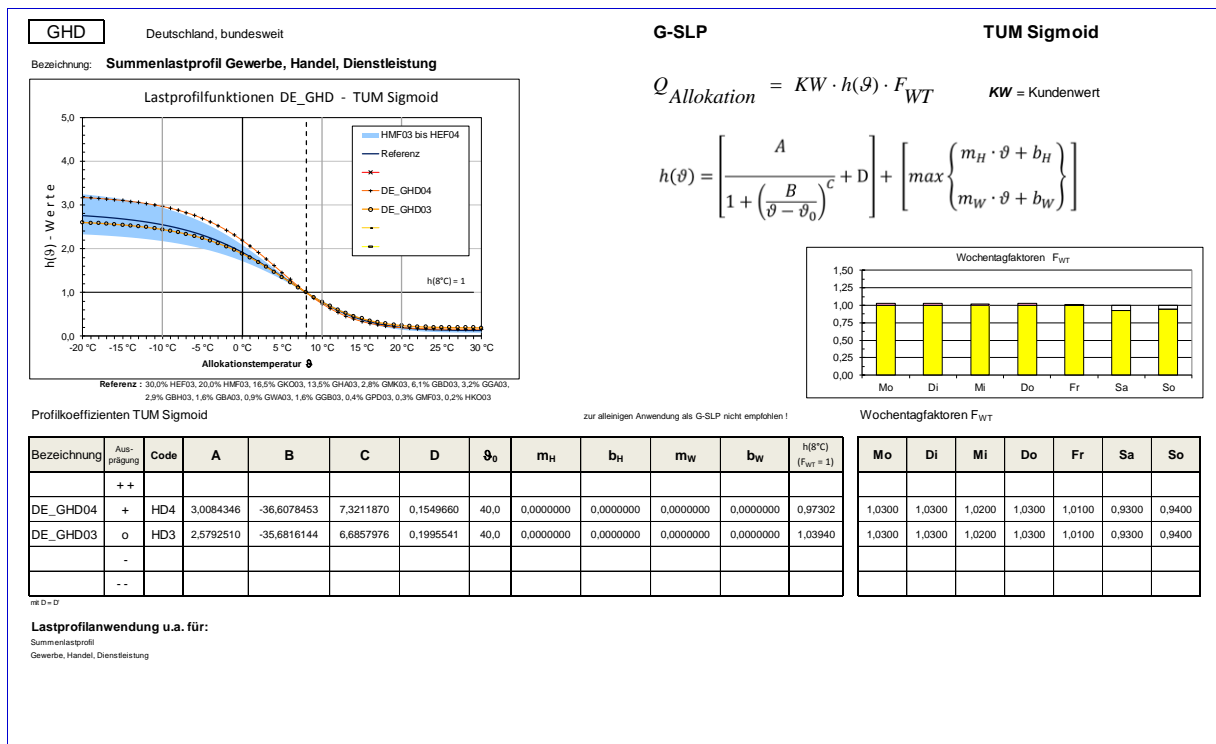
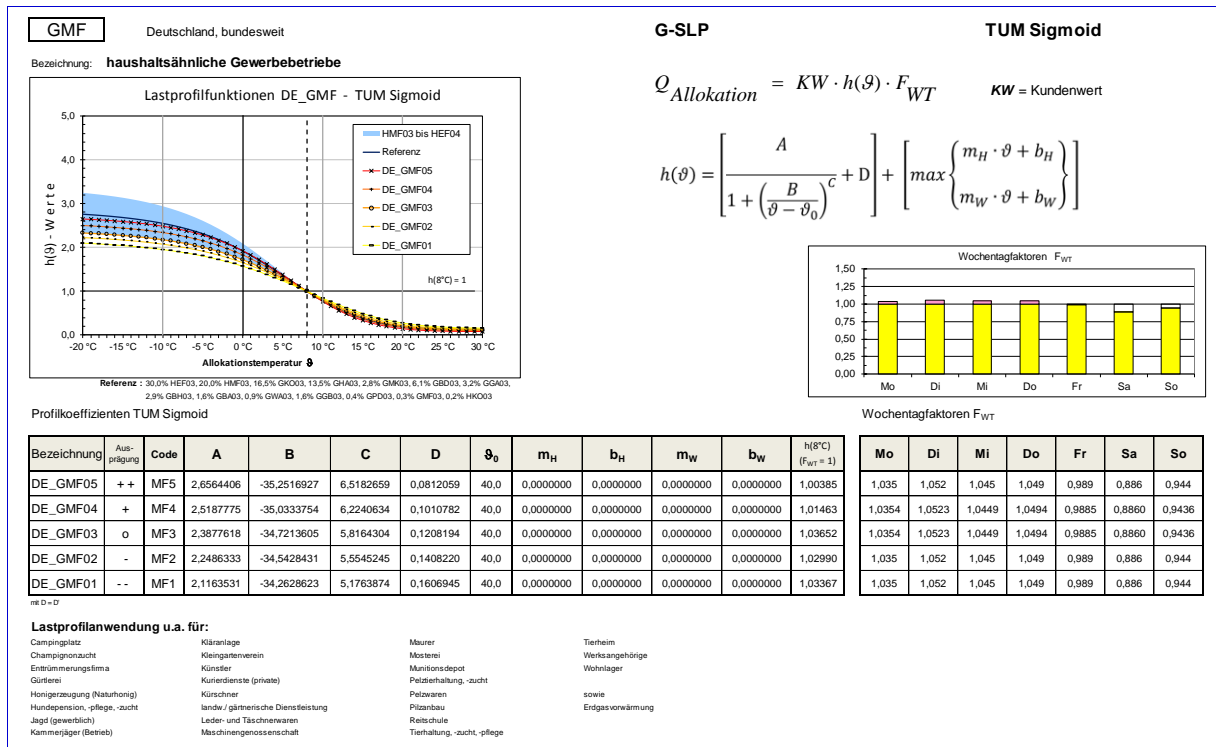




## Gewerbe - Nebenprofile







## Übersicht TUM Sigmoid Profile - Haushalt - Heizgas und Kochgas

### Lastprofil - Koeffizienten TUM Sigmoid

### Haushalt - H-SLP

### 1. Teil

Klasse	Landeskennung	Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D'	$\vartheta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^{\circ}\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )
11	Deutschland, bundesweit	Einfamilienhaushalt	DE_HEF03	o	D13	3,0469695	-37,1833141	5,6727847	0,0961931	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00752
			DE_HEF04	+	D14	3,1850191	-37,4124155	6,1723179	0,0761096	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95509
			DE_HEF05	++	D15	3,3456667	-37,5268316	6,4328937	0,0562566	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,93977
		Mehrfamilienhaushalt	DE_HMF03	o	D23	2,3877618	-34,7213605	5,8164304	0,1208194	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03652
			DE_HMF04	+	D24	2,5187775	-35,0333754	6,2240634	0,1010782	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01463
			DE_HMF05	++	D25	2,6564406	-35,2516927	6,5182659	0,0812059	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00385
		Kochgas	DE_HKO03	o	HK3	0,4040932	-24,4392968	6,5718175	0,7107710	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,05612
1	Bremen	Einfamilienhaushalt	HB_HEF03	o	M13	3,0890721	-37,1849497	5,7137959	0,0815255	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00130
			HB_HEF04	+	M14	3,2279446	-37,4214800	6,2222288	0,0630443	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,94788
			HB_HMF03	o	M23	2,4428072	-34,7321438	5,7347347	0,0940970	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03373
		Mehrfamilienhaushalt	HB_HMF04	+	M24	2,5736652	-35,0169442	6,1318140	0,0758604	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01601
2	Hamburg Saarland Hamburg Saarland Hamburg Saarland Hamburg Saarland	Einfamilienhaushalt	HH_HEF03	o	H13	3,0722215	-37,1842844	5,6975234	0,0904188	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00681
			SL_HEF03		A13				0,0935215					1,00991	
			HH_HEF04	+	H14	3,2107659	-37,4178801	6,2024000	0,0706017	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95309
			SL_HEF04		A14				0,0730243					0,95552	
		Mehrfamilienhaushalt	HH_HMF03	o	H23	2,4207684	-34,7277917	5,7668252	0,1082275	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03829
			SL_HMF03		A23				0,1119412					1,04200	
			HH_HMF04	+	H24	2,5516882	-35,0234219	6,1680699	0,0887058	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01822
			SL_HMF04		A24				0,0917496					1,02126	
3	Berlin Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Berlin Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Berlin Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Berlin Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen	Einfamilienhaushalt	BE_HEF03		B13				0,1001700						1,01318
			HE_HEF03	o	F13	3,0553842	-37,1836374	5,6810825	0,0950184	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00803
			NI_HEF03		I13				0,1029175						1,01593
			NW_HEF03		N13				0,0821966						0,99521
			BE_HEF04		B14				0,0789213						0,95907
			HE_HEF04	+	F14	3,1935978	-37,4142478	6,1824021	0,0748625	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95501
		Mehrfamilienhaushalt	NI_HEF04		I14				0,0810860						0,96123
			NW_HEF04		N14				0,0647605						0,94491
			BE_HMF03		B23				0,1239073						1,04440
			HE_HMF03	o	F23	2,3987552	-34,7234878	5,7996446	0,1175349	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03803
			NI_HMF03		I23				0,1273059						1,04780
			NW_HMF03		N23				0,1016748						1,02217
			BE_HMF04		B24				0,1030064						1,02188
			HE_HMF04	+	F24	2,5297380	-35,0300145	6,2051109	0,0977090	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01659
NI_HMF04		I24				0,1058318						1,02471			
NW_HMF04		N24				0,0845241						1,00340			

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Wärme assen

Bundeslandprofile sind zur Anwendung nicht empfohlen.

### Lastprofil - Koeffizienten TUM Sigmoid

### Haushalt - H-SLP

### 2. Teil

Klasse	Landeskennung	Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D'	$\vartheta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{HT} = 1$ )
zur Information															
4	Baden-Württemberg Rheinland-Pfalz Schleswig-Holstein Sachsen Baden-Württemberg Rheinland-Pfalz Schleswig-Holstein Sachsen Baden-Württemberg Rheinland-Pfalz Schleswig-Holstein Sachsen	Einfamilienhaushalt	BW_HEF03	o	W13	3,0385547	-37,1829908	5,6644869	0,0955845	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00522
			RP_HEF03		P13				0,0933396						1,00297
			SH_HEF03		L13				0,1064544						1,01609
			SN_HEF03		S13				0,1124801						1,02211
			BW_HEF04	+	W14	3,1764404	-37,4105832	6,1622336	0,0759377	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95374
			RP_HEF04		P14				0,0741543						0,95196
		Mehrfamilienhaushalt	SH_HEF04		L14				0,0845734						0,96238
			SN_HEF04		S14				0,0893606						0,96716
			BW_HMF03	o	W23	2,3767684	-34,7192333	5,8332162	0,1218182	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03273
			RP_HMF03		P23				0,1189572						1,02987
			SH_HMF03		L23				0,1356714						1,04659
			SN_HMF03		S23				0,1433610						1,05427
5	Brandenburg Bayern Mecklenburg-Vorpommern Sachsen-Anhalt Thüringen Brandenburg Bayern Mecklenburg-Vorpommern Sachsen-Anhalt Thüringen Brandenburg Bayern Mecklenburg-Vorpommern Sachsen-Anhalt Thüringen	Einfamilienhaushalt	BW_HMF04	+	W24	2,5078170	-35,0367363	6,2430159	0,1025195	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01075
			RP_HMF04		P24				0,1001118						1,00834
			SH_HMF04		L24				0,1141781						1,02241
			SN_HMF04		S24				0,1206410						1,02887
		Mehrfamilienhaushalt	BB_HEF03		R13				0,1152388						1,02150
			BY_HEF03	o	G13	3,0217399	-37,1823600	5,6477170	0,0955262	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00188
			ME_HMF03		V13				0,1151169						1,02137
			ST_HEF03		C13				0,1182842						1,02454
			TH_HEF03		T13				0,1170660						1,02332
			BB_HEF04	+	R14	3,1592940	-37,4068860	6,1418926	0,0922661	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,96772
		Mehrfamilienhaushalt	BY_HEF04		G14				0,0765633						0,95202
			ME_HMF04		V14				0,0921686						0,96763
			ST_HMF04		C14				0,0947044						0,97016
			TH_HMF04		T14				0,0937291						0,96919
			BB_HMF03	o	R23	2,3548083	-34,7150299	5,8675639	0,1252410	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,02658
			BY_HMF03		G23				0,1507679						1,05210
			ME_HMF03		V23				0,1549160						1,06225
			ST_HMF03		C23				0,1533206						1,05465
			TH_HMF03		T23				0,1283904						1,02597
		Mehrfamilienhaushalt	BB_HMF04	+	R24	2,4859161	-35,0435978	6,2818214	0,1065396	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00412
			BY_HMF04		G24				0,1282547						1,02583
			ME_HMF04		V24				0,1317834						1,02936
			ST_HMF04		C24				0,1304262						1,02800
			TH_HMF04		T24										

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Wärme assen

Bundeslandprofile sind zur Anwendung nicht empfohlen.

## Übersicht TUM Sigmoid Profile - Gewerbe

### Lastprofil - Koeffizienten TUM Sigmoid

### Gewerbe - G-SLP

Hauptprofile

### 1. Teil

Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D	$\vartheta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )
													zur Information
Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	GKO01	--	KO1	1,4159571	-30,8425192	6,3467557	0,3211791	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,11155
	GKO02	-	KO2	2,0660501	-33,6016520	6,6753610	0,2309125	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,09702
	GKO03	o	KO3	2,7172288	-35,1412563	7,1303395	0,1418472	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06303
	GKO04	+	KO4	3,4428943	-36,6590504	7,6083226	0,0746850	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,97768
	GKO05	++	KO5	4,3624833	-38,6634022	7,5974644	0,0083264	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,84589
Einzelhandel, Großhandel	GHA01	--	HA1	2,3742828	-34,7595501	5,9987037	0,1494411	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04795
	GHA02	-	HA2	2,8544749	-35,6294231	7,0058264	0,1164772	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03059
	GHA03	o	HA3	3,5811214	-36,9650065	7,2256947	0,0448416	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,97853
	GHA04	+	HA4	4,0196902	-37,8282037	8,1593369	0,0472845	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,86487
	GHA05	++	HA5	4,8252376	-39,2802564	8,6240217	0,0099945	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,71359
Metall, Kfz	GMK01	--	MK1	1,8644534	-30,7071632	6,4626937	0,1048339	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,16056
	GMK02	-	MK2	2,2908184	-33,1476867	6,3714765	0,0810023	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,09837
	GMK03	o	MK3	2,7882424	-34,8806130	6,5951899	0,0540329	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06223
	GMK04	+	MK4	3,1177248	-35,8715062	7,5186829	0,0343301	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,97621
	GMK05	++	MK5	3,5862355	-37,0802993	8,2420572	0,0146008	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,83553
sonst. betr. Dienstleistungen	GBD01	--	BD1	1,2903505	-35,2349868	2,1064247	0,4557253	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03569
	GBD02	-	BD2	2,1095878	-35,8444508	5,2154672	0,2854583	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03698
	GBD03	o	BD3	2,9177027	-36,1794117	5,9265162	0,1151912	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06561
	GBD04	+	BD4	3,7500000	-37,5000000	6,8000000	0,0609113	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01261
	GBD05	++	BD5	4,5695906	-38,5353392	7,5976991	0,0066314	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,90200
Beherbergung	GBH01	--	BH1	1,4771786	-35,0834447	5,4123425	0,4744264	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03285
	GBH02	-	BH2	1,7005279	-35,1500000	6,1632739	0,4298261	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04072
	GBH03	o	BH3	2,0102472	-35,2532123	6,1544406	0,3294741	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04369
	GBH04	+	BH4	2,4595181	-35,2532123	6,0587001	0,1647370	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04380
	GBH05	++	BH5	2,9800000	-35,8000000	5,6340581	0,0000000	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03409
Wäschereien	GWA01	--	WA1	0,4000000	-40,5149482	2,8747957	0,9351076	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06977
	GWA02	-	WA2	0,6166229	-38,4000000	3,8705352	0,8700250	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,07385
	GWA03	o	WA3	0,7657290	-36,0237911	4,8662747	0,8049425	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,08043
	GWA04	+	WA4	1,0535875	-35,3000000	4,8662747	0,6811042	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,08443
	GWA05	++	WA5	1,2768854	-34,3424371	5,4518822	0,5572660	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,07426

mit  $D = D'$

### Lastprofil - Koeffizienten TUM Sigmoid

### Gewerbe - G-SLP

Nebenprofile

### 2. Teil

Bezeichnung	Nomenklatur	Ausprägung	Code	A	B	C	D	$\vartheta_0$ in [°C]	$m_H$	$b_H$	$m_W$	$b_W$	$h(8^\circ\text{C})$ ( $F_{WT} = 1$ )
													zur Information
Gaststätten	GGA01	--	GA1	1,1770345	-39,1599914	4,2076110	0,6604739	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01302
	GGA02	-	GA2	1,6487623	-36,3992736	6,2149172	0,4877637	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,99872
	GGA03	o	GA3	2,2850165	-36,2878584	6,5885126	0,3150535	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00962
	GGA04	+	GA4	2,8195656	-36,0000000	7,7368518	0,1572810	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,96576
	GGA05	++	GA5	3,3295575	-36,0146211	8,7767465	0,0000000	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,87124
Bäckereien	GBA01	--	BA1	0,1500000	-36,0000000	2,0000000	1,0000000	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06621
	GBA02	-	BA2	0,3879191	-35,5000000	4,0000000	0,9054815	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,05974
	GBA03	o	BA3	0,6261962	-33,0000000	5,7212303	0,7855655	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,07117
	GBA04	+	BA4	0,9315889	-33,3500000	5,7212303	0,6656494	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,07664
	GBA05	++	BA5	1,2779567	-34,5173920	5,7212303	0,5457333	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04842
Gartenbau	GGB01	--	GB1	3,1761945	-40,8366609	3,6785892	0,1502156	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,07025
	GGB02	-	GB2	3,3904645	-39,2875216	4,4905740	0,0834783	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,04870
	GGB03	o	GB3	3,2572742	-37,5000000	6,3462148	0,0866226	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95846
	GGB04	+	GB4	3,6017736	-37,8825368	6,9836070	0,0548262	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,90239
	GGB05	++	GB5	3,9320532	-38,1433248	7,6185871	0,0230297	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,84031
Papier und Druck	GPD01	--	PD1	1,4894022	-32,4252678	8,1732612	0,3905987	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,09516
	GPD02	-	PD2	2,5784173	-34,7321261	6,4805035	0,1407729	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,09555
	GPD03	o	PD3	3,2000000	-35,8000000	8,4000000	0,0938486	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,99106
	GPD04	+	PD4	3,8500000	-37,0000000	10,2405021	0,0469243	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,75691
	GPD05	++	PD5	4,7462814	-38,7504294	10,2753334	0,0000000	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,58255
haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	GMF01	--	MF1	2,1163531	-34,2628623	5,1763874	0,1606945	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03367
	GMF02	-	MF2	2,2486333	-34,5428431	5,5454245	0,1408220	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,02990
	GMF03	o	MF3	2,3877618	-34,7213605	5,8164304	0,1208194	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03652
	GMF04	+	MF4	2,5187775	-35,0333754	6,2240634	0,1010782	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,01463
	GMF05	++	MF5	2,6564406	-35,2516927	6,5182659	0,0812059	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00385
Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	GHD03	o	HD3	2,5792510	-35,6816144	6,6857976	0,1995541	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,03940
	GHD04	+	HD4	3,0084346	-36,6078453	7,3211870	0,1549660	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,97302

mit  $D = D'$

## Wochentagfaktoren für TUM-Sigmoid und FfE-SigLinDe

Wochentagfaktoren								
Bezeichnung		Wochentagfaktoren						
		F(Mo)	F(Di)	F(Mi)	F(Do)	F(Fr)	F(Sa)	F(So)
	Tag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
HEF	Einfamilienhaushalt	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
HMF	Mehrfamilienhaushalt	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
HKO	Kochgas	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
GKO	Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
GHA	Einzelhandel, Großhandel	1,0358	1,0232	1,0252	1,0295	1,0253	0,9675	0,8935
GMK	Metall, Kfz	1,0699	1,0365	0,9933	0,9948	1,0659	0,9362	0,9034
GBD	sonst. betr. Dienstleistungen	1,1052	1,0857	1,0378	1,0622	1,0266	0,7629	0,9196
GBH	Beherbergung	0,9767	1,0389	1,0028	1,0162	1,0024	1,0043	0,9587
GWA	Wäschereien	1,2457	1,2615	1,2707	1,2430	1,1276	0,3877	0,4638
GBA	Bäckereien	1,0848	1,1211	1,0769	1,1353	1,1402	0,4852	0,9565
GGA	Gaststätten	0,9322	0,9894	1,0033	1,0109	1,0180	1,0356	1,0106
GGB	Gartenbau	0,9897	0,9627	1,0507	1,0552	1,0297	0,9767	0,9353
GPD	Papier und Druck	1,0214	1,0866	1,0720	1,0557	1,0117	0,9001	0,8525
GMF	haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
GHD	Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	1,0300	1,0300	1,0200	1,0300	1,0100	0,9300	0,9500



### 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 umfassen:

- die Sigmoidfunktion als universelle Lastprofilfunktion,
- die unterschiedlichen Koeffizienten der Lastprofilfunktionen,
- die branchenabhängigen Wochentagfaktoren (Gewerbe),
- die temperaturabhängigen Stundenfaktoren (Haushalte und Gewerbe)<sup>19</sup>.

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.

In 2014 wurde ein Statusbericht zum SLP Gasverfahren durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft [FfE01] durchgeführt. In Folge dessen wurden eine Linearisierung der Sigmoid-Profile durchgeführt und die SigLinDe Profile entwickelt und deren zugrundeliegende Standardlastprofilfunktion für deutschlandweit gültige Parameter eingeführt. Die weiteren verfahrensspezifischen Vorgaben aus den Gutachten der TUM, wie die branchenabhängigen Wochentagfaktoren, wurden auch für die SigLinDe-Profile übernommen.

---

<sup>19</sup> Im aktuellen Tagesbilanzierungsregime ohne Bedeutung. Die bisherigen Stundenwerte aus den Untersuchungen der TUM [TUM2002 und TUM2006] können sowohl bei den TUM-Profilen wie auch bei den aus den TUM-Profilen abgeleiteten SigLinDe Profilen der FfE angewendet werden.

Quelle und Gültigkeit der SigLinDe Lastprofile Gas							
Stand: Juni 2015							
SLP-Kategorie	Bezeichnung	SLP-Koeffizienten		Wochentags-Faktoren		SLP-Stundenwerte <sup>(*)</sup>	
		Quelle	gültig ab	Quelle	gültig ab	Quelle	gültig ab
DE_GKO	Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_GHA	Einzelhandel, Großhandel	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_GMK	Metall, Kfz	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_GBD	sonst. betr. Dienstleistungen	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GGA	Beherbergung	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GBH	Gaststätten	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GBA	Bäckereien	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GWA	Wäschereien	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GGB	Gartenbau	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GPD	Papier und Druck	FfE2015	30.06.15	TUM2002		01.01.03	
DE_GMF	haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_GHD	Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_HEF	Einfamilienhaushalt, deutschlandweit	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	
DE_HMF	Mehrfamilienhaushalt, deutschlandweit	FfE2015	30.06.15	TUM2006		01.04.06	

<sup>(\*)</sup> 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.

FfE2015 BDEW Gutachten, Weiterentwicklung der Standardlastprofile Gas, Dr. Serafin v. Roon, Dr. Thomas Gobmaier, Michael Hinterstocker, Benedikt Eberl, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München, Juni 2015.

Quelle und Gültigkeit der TUM Sigmoid Lastprofile Gas							Stand: Juni 2015	
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			
GGA	Beherbergung	TUM2002			01.01.03			
GBH	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 / BDEW2011				können bei Bedarf beim BDEW angefragt werden		
DE_HEF05	Einfamilienhaushalt(05), deutschlandweit	TUM2006 / BDEW2013			01.04.06			
DE_HMF05	Mehrfamilienhaushalt(05), deutschlandweit	TUM2006 / BDEW2013			01.04.06			
xx_HEF	Einfamilienhaushalt, bundeslandspezif.	TUM2006			01.01.06			
xx_HMF	Mehrfamilienhaushalt, bundeslandspezif.	TUM2006			01.01.06			

<sup>(\*)</sup> 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, Dr.-Ing. Bernd Geiger, TU-München, München, 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 Leitfaden SLP Gas in 2011.

BDEW2013 Ergänzung Leitfaden SLP Gas in 2013.

## Anlage 7 Einheitliche Lastprofilfunktion

Die Mischfunktion mit einem Sigmoid-Anteil und einem Linear-Anteil stellt die Basis für die allgemeingültige Lastprofilfunktion zur Berechnung der h-Wert und damit zur Abbildung von Standardlastprofilen in Gas in Deutschland dar.

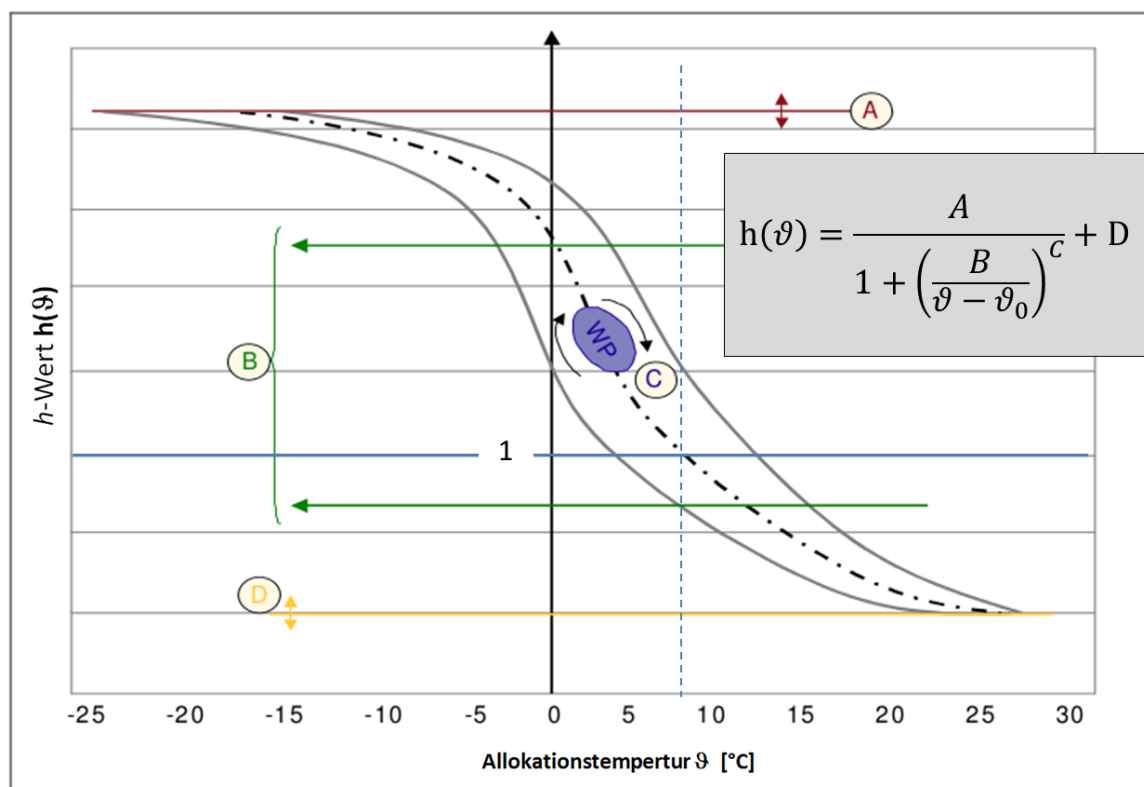
$$h(\vartheta) = \underbrace{\left[ \left( \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^c} + D \right) \right]}_{\text{Anteil - Sigmoid}} + \underbrace{\left[ \max \left\{ \begin{array}{l} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{array} \right\} \right]}_{\text{Anteil - Linear}}$$

**Abbildung 29** Bestandteile der einheitlichen Standardlastprofilfunktion

In den TUM-Profilen kommt alleinig der Sigmoid-Anteil zum Ansatz. In den SigLinDe Profilen der FfE wird die Sigmoidfunktion nach TUM um ein lineares Regressionsgeradenpaar ergänzt.

## Sigmoidfunktion

Untere Grafik veranschaulicht die Wirkung der Parameter A, B, C, D und  $\vartheta_0$  der Sigmoid-Funktion.

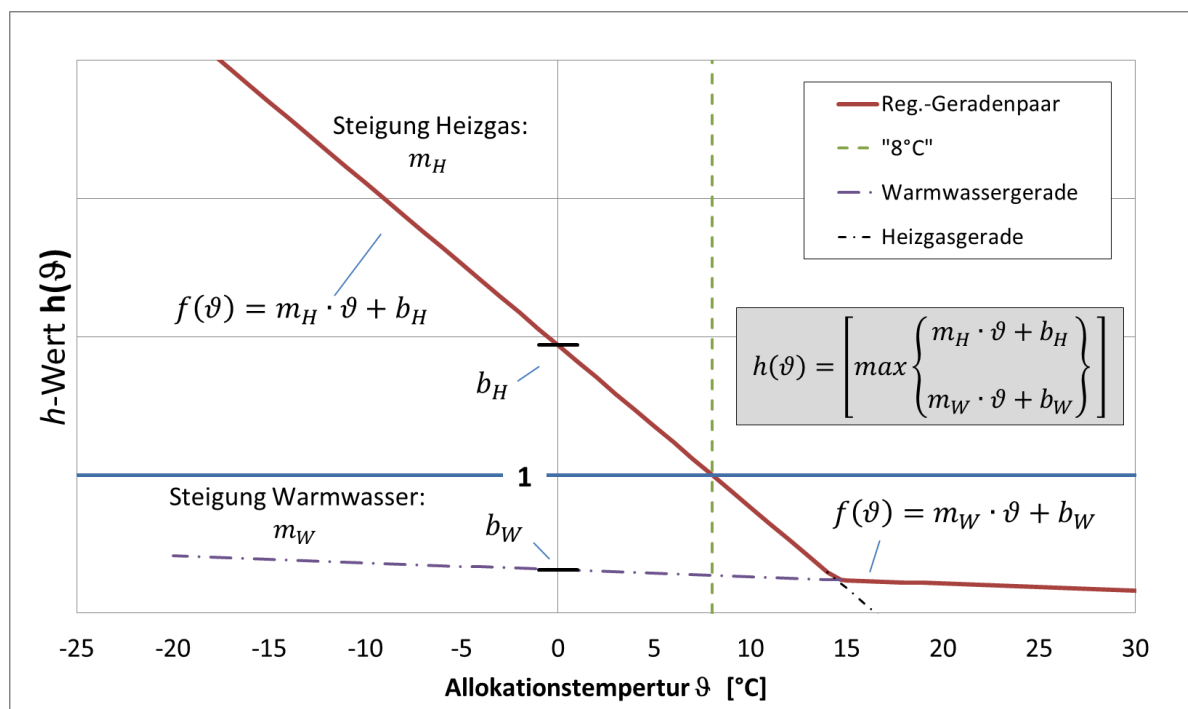


**Abbildung 30** Wirkungsweise Sigmoid-Funktion

- A — Heizverbrauch bei sehr niedriger Temperatur (reine Raumheizung).
- B — Start der Heizphase.
- C — Steigungsgrad der Funktion innerhalb der Heizphase.
- D — Anteil der Warmwasserversorgung (temperaturunabhängig).
- $\vartheta$  — Allokationstemperatur (in °C).
- $\vartheta_0$  — Bei der Abbildung hoher Temperaturen, zeigt die Funktion ein asymptotisches Verhalten, für das dieser Parameter auf einen Wert von  $\vartheta_0 = 40,0$  °C festgelegt wurde.

## Lineares Regressionsgeradenpaar

Untere Grafik veranschaulicht die Wirkung der Parameter  $m_H$ ,  $b_H$ ,  $m_W$  und  $b_W$  des linearen Regressionsgeradenpaar mit den Geradenabschnitten für Heizgas und für Warmwasser.



**Abbildung 31** Wirkungsweise Regressionsgeradenpaar

$b_H$  — Aufsatzpunkt Heizgas bei  $\vartheta = 0^\circ\text{C}$

$m_H$  — Steigung Heizgasgerade

und

$b_W$  — Aufsatzpunkt Warmwasser bei  $\vartheta = 0^\circ\text{C}$

$m_W$  — Steigung Warmwassergerade