



Baumusterprüfbescheinigung

Type-examination Certificate

Ausgestellt für: Elster GmbH
Issued to: Steinern Str. 19-21
55252 Mainz-Kastel

gemäß: Anlage 4 Modul B der Mess- und Eichverordnung vom 11.12.2014
In accordance with: (BGBl. I S. 2010)
Annex 4 Modul B of the Measures and Verification Ordinance dated 11.12.2014
(Federal Law Gazette I, p. 2010)

Geräteart: Gasbeschaffenheitsmessgerät
Type of instrument: Device to determine the gas quality
Prozessgaschromatograph (PGC)

Typbezeichnung: EnCal 3000 Quad
Type designation:

Nr. der Bescheinigung: DE-16-M-PTB-0073, Revision 2
Certificate No.:

Gültig bis: 26.01.2027
Valid until:

Anzahl der Seiten: 49
Number of pages:

Geschäftszeichen: PTB-3.31-4094330
Reference No.:

Nr. der Stelle: 0102
Body No.:

Zertifizierung: Braunschweig, 15.04.2020
Certification:

Im Auftrag **Siegel**
On behalf of PTB *Seal*

Dr. Bert Anders 

Bewertung:
Evaluation:

Im Auftrag
On behalf of PTB

Helga Bettin
Helga Bettin

Baumusterprüfbescheinigungen ohne Unterschrift und Siegel haben keine Gültigkeit. Diese Baumusterprüfbescheinigung darf nur unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge bedürfen der Genehmigung der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt.

Type-examination Certificates without signature and seal are not valid. This Type-examination Certificate may not be reproduced other than in full. Extracts may be taken only with the permission of the Physikalisch-Technische Bundesanstalt.

Zertifikatsgeschichte

History of the Certificate

Zertifikats-Ausgabe <i>Issue of the Certificate</i>	Gesch.-Z. <i>Reference No.</i>	Datum <i>Date</i>	Änderungen <i>Modifications</i>
DE-16-M-PTB-0073	PTB-3.31-4079112	27.01.2017	Erstbescheinigung <i>Initial certificate</i>
DE-16-M-PTB-0073, Revision 1	PTB-3.35-4085483	13.03.2018	- neue Version Betriebsprogramm PGC
DE-16-M-PTB-0073, Revision 2	PTB-3.31-4094330	15.04.2020	- neue Version Betriebsprogramm PGC - neues Bedienprogramm Prozessrechner - neues Kalibriergas Typ P1-13K - erweiterte Messbereiche N ₂ , H ₂ - eichfähige Heliummessung - Berechnung physik. - chem. Eigenschaften nach aktualisierter Norm DIN EN ISO 6976:2016

Diese Revision 2 ersetzt die Revision 1 der Bescheinigung Nr. DE-16-M-PTB-0073 vom 27.01.2017, Geschäftszeichen PTB-3.31-4079112.

This Revision 2 replaces Revision 1 to Certificate No. DE-16-M-PTB-0073 dated 27.01.2017, Reference No. PTB-3.31-4079112

Vorbemerkungen

Preliminary remarks

Für die in dieser Bescheinigung genannten Geräte gelten die folgenden wesentlichen Anforderungen gemäß

For the instruments mentioned in this Certificate, the following essential requirements apply in accordance with

§ 6 des Mess- und Eichgesetzes vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2722), zuletzt geändert durch Artikel 87 des Gesetzes vom 20.11.2019 (BGBl. I S. 1626)

in Verbindung mit

§ 7 der Mess- und Eichverordnung vom 11.12.2014 (BGBl. I S. 2010), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 30.04.2019 (BGBl. I S. 579).

Section 6 of the Measures and Verification Act of 25.07.2013 (Federal Law Gazette – BGBl. I p. 2722), last amended by article 87 of the Act of 20.11.2019 (BGBl. I p. 1626), in connection with Section 7 of the Measures and Verification Ordinance of 11.12.2014 (Federal Law Gazette – BGBl. I, p. 2010), last amended by article 3 of the Ordinance of 30.04.2019 (BGBl. I p. 579).

Für die Geräte werden folgende vom Regelermittlungsausschuss am 27.05.2019 ermittelte technische Spezifikationen angewendet:

For the instruments, the following technical specifications determined by the Rule Determination Committee on 27.05.2019 will be applied:

- Anlage 7 Abschnitt 6 der Eichordnung in der am 31.12.2014 geltenden Fassung
- Anlage 7 Abschnitt 7 der Eichordnung in der am 31.12.2014 geltenden Fassung

- Anforderungen an Geräte zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit"; PTB-Mitteilungen 118 (2008), Heft 1 S. 19
- PTB-Anforderungen 7.61 „Messgeräte für Gas; Brennwertmessgeräte“ (1/1998). Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin.
- PTB-Anforderungen 7.62 „Messgeräte für Gas; Brennwertmessgeräte, Anforderungen an den Gebrauchsort“ (1/1998). Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin.
- PTB-Anforderungen 7.63 „Messgeräte für Gas; Anforderungen an Kalibriergase für Brennwert- und Gasbeschaffenheitsmessgeräte“ (5/2011). Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin.
- PTB-Anforderungen 50.1 „Schnittstellen an Meßgeräten und Zusatzeinrichtungen“ (12/1989). Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin.
- PTB-Anforderungen 50.7 „Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme“ (4/2002). Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin.
- PTB Prüfregeln Band 22 „Elektronische Zusatzeinrichtungen zur Bildung neuer Messwerte für Gas, Wasser und Wärme“. 1. Auflage 1996
- PTB Prüfregeln Band 24 „Messgeräte für Gas - Messgeräte für den Kohlenstoffdioxidanteil in Brenngasen“. 1. Auflage 1998
- PTB Prüfregeln Band 27 „Messgeräte für Gas – Brennwertmessgeräte: Prüfung eichfähiger und nichteichfähiger Brennwertmessgeräte“. 1. Auflage 2001
- DIN EN ISO 6976 „Erdgas - Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung (ISO 6976:2016); Deutsche Fassung EN ISO 6976:2016“ (12/2016)
- DIN EN ISO 13686 „Erdgas - Bestimmung der Beschaffenheit (ISO 13686:2013); Deutsche Fassung EN ISO 13686:2013“ (12/2013)
- DVGW G 260 „Gasbeschaffenheit“ (3/2013)
- DVGW G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ (9/2011)
- WELMEC 7.2 „Softwareleitfaden“ (2015)

Ergebnis der Prüfung:

Der nachfolgend beschriebene technische Entwurf des Messgeräts entspricht den o. g. wesentlichen Anforderungen. Mit dieser Bescheinigung ist die Berechtigung verbunden, die in Übereinstimmung mit dieser Bescheinigung gefertigten Geräte mit der Nummer dieser Bescheinigung zu versehen.

Conclusions of the examination: The measuring instrument's technical design which is described below complies with the above-mentioned essential requirements. With this Certificate, permission is given to attach the number of this Certificate to the instruments that have been manufactured in compliance with this Certificate.

Die Geräte müssen folgenden Festlegungen entsprechen:

The instruments must meet the following provisions:

1 Bauartbeschreibung

Design of the instrument

Der EnCal 3000 Quad ist ein vollautomatischer Prozessgaschromatograph (PGC) mit Wärmeleitfähigkeitsdetektion für bis zu 4 Probenströme. Er ist ein Gasbeschaffenheits- und Brennmessgerät gemäß Abschnitt 10.1 und 10.3 des Regelermittlungsdokumentes. Die Zusammensetzungen von Erdgas und erdgasähnlichen Gasgemischen werden gemessen und die physikalischen Eigenschaften des Gases, insbesondere der Brennwert und die Dichte im Normzustand (Normdichte), berechnet.

Ein Messzyklus (Analyse) dauert ca. 3 Minuten.

Der EnCal3000 Quad bestimmt folgende 13 Komponenten (Analyten):

Methan, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff, Sauerstoff, Ethan, Propan, Butan, 2,2-Dimethylpropan (Neopentan), 2-Methylpropan (Isobutan), Pentan, 2-Methylbutan (Isopentan), Hexan und höhere Kohlenwasserstoffe als Summe. Zusätzlich wird Helium mit Stoffmengenanteilen < 0,1 Mol% nicht eichfähig bestimmt.

Ab Revisionsstand 2 wird Helium immer eichfähig bestimmt. Durch Nutzung eines alternativen Kalibriergases vom Typ P1-13K kann das Gerät zusätzlich für erweiterte Messbereiche verwendet werden.

1.1 Aufbau Construction

Das Messgerät EnCal 3000 Quad besteht entsprechend Abbildung 1 aus zwei fest verbundenen Prozessgaschromatographen (PGC) mit integrierter Gasaufschaltung und mindestens einem Prozessrechner („gasnet“) als Hauptanzeige und Messdatenregistriergerät.

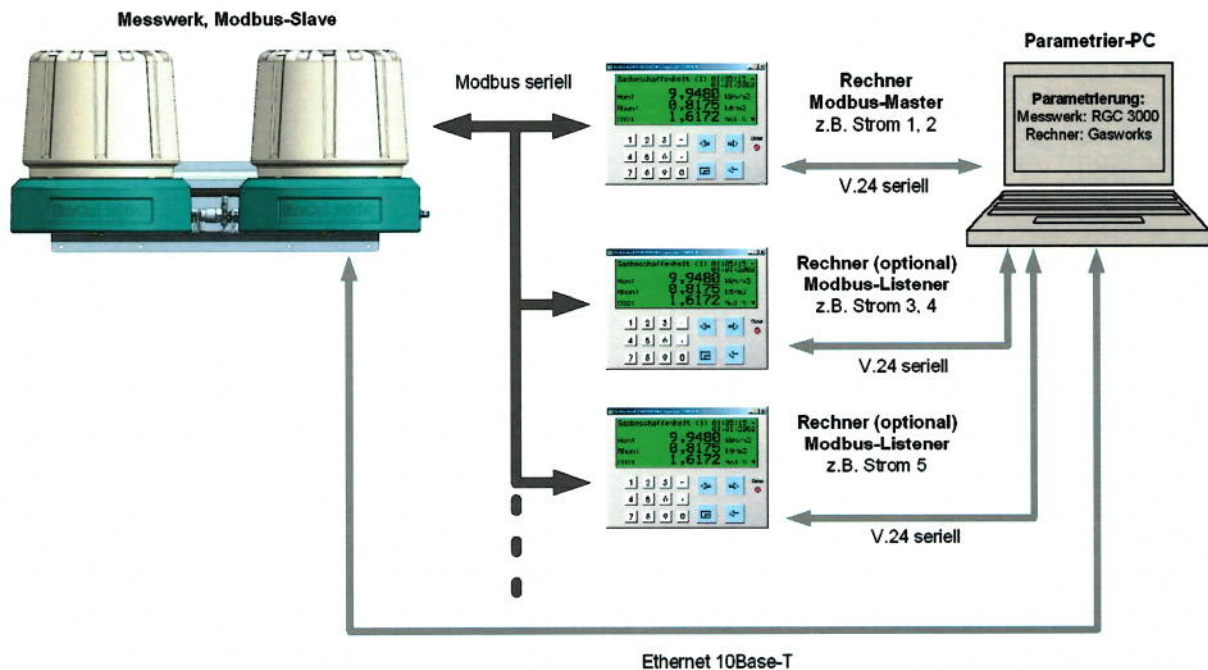


Abbildung 1: Messsystem EnCal 3000 Quad (Chromatograph und Prozessrechner)

Die beiden PGC-Gehäuse bieten zusammen bis zu vier analytischen Modulen Platz, welche durch ein Prozessor-Board gesteuert werden. Die beiden Gehäuse sind auf einer Metallplatte angebracht. Ein PGC wird als „Master“ und der andere als „Slave“ bezeichnet. Im Master sind 2 Analysenmodule verbaut, im Slave lediglich eines.

Optional können weitere Prozessrechner angeschlossen sein. Jeder Prozessrechner kann ein oder zwei Probenströme verarbeiten. Werden 3 oder 4 Probenströme gemessen, muss folglich ein zweiter Prozessrechner angeschlossen sein.

Zur Parametrierung und erweiterten Statusanzeige des Chromatographen mit Darstellung von Chromatogrammen kann ein Windows-PC mit der Software „RGC 3000“ über LAN-Kabel angeschlossen sein.

Abbildung 2 zeigt die Bauteile des EnCal 3000 Quad „Master“ Gehäuses. Die Komponenten im Slave-Gehäuse sind im Prinzip gleich, jedoch sind hier nicht alle Komponenten wie zum Beispiel die Prozessorplatte zur Steuerung des Messsystems oder das interne Probenaufgabesystem für den Messpfad und Druckregelung notwendig.

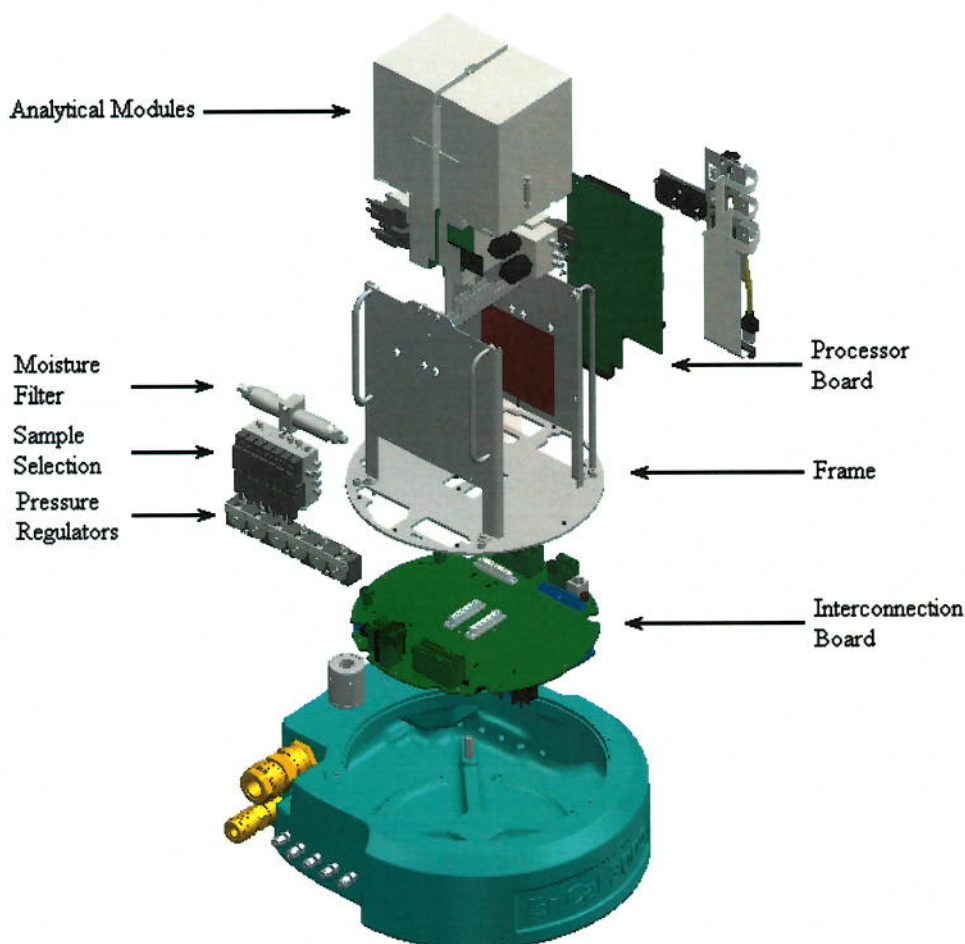


Abbildung 2: Explosionsdarstellung des Chromatographen

Sämtliche messende Bestandteile befinden sich in den druckfest gekapselten Gehäusen. Die Ausführung besteht jeweils aus einer Grundplatte und einer Metallhaube. In der Grundplatte sind die Verbindungen für die Datenübertragung zum Prozessrechner sowie zur externen Spannungsversorgung angebracht.

Des Weiteren finden sich hier die Anschlüsse für die Probengase, das Kalibriergas und die Trägergase Helium und Argon. Technisch ist das Gerät für den Anschluss von 5 Probengasen ausgelegt, aufgrund der benötigten Analysenzeit kann das Gerät in seiner hier zugelassenen Bauform jedoch maximal 4 Probengasströme innerhalb der geforderten Gesamtzykluszeit von 15 Minuten messen. Die weiteren Ströme können für den Anschluss von externen Prüfgasen genutzt werden.

In dem Gehäuse der Chromatographen (siehe Abbildung 2) befinden sich auf einem Montagerahmen:

- eine Schnittstellenplatine (interconnection board) mit der Kommunikationselektronik, d. h. den digitalen Schnittstellen für interne und externe Verbindungen (Master und Slave),
- eine Rechnerplatine (processor board) mit Prozessor, Programm- und Arbeitsspeicher zur Steuerung des Messablaufs, der Messdatenerfassung und der Berechnung der Ergebnisgrößen (Master),

- die interne Gasaufschaltung (sample selection), mit den zur Steuerung der Gasströme nötigen Magnetventilen (in „Double-Block-and-Bleed“-Anordnung), Druckreglern und -aufnehmern sowie Feuchte- und Partikelfilter (Master),
- bis zu zwei Analysenmodule je Gehäuse für die gleichzeitig nebeneinander ablaufende Analyse.

Diese Analysenmodule bestehen, wie Abbildung 3 zeigt, jeweils aus:

- einem Analysenmodul mit einem Probeninjektor (injector), Kapillar-Trennsäule (column) und einem mikroelektromechanischen Detektor und Temperaturregler
Die Module sind durch Typenbezeichnung (Part.-Nr.) identifiziert:

	Typ Analysenmodul	Part.-Nr.	PGC
Modul A	HayeSep A, (HSA ^H), 0,4 m	CP74136450	Master
Modul B	CP-Sil 5 CB, (5CB ^H), 8 m	CP74136350	Master
Modul C	Molekularsieb 5Å, (M5A ^H BF), 10 m,	CP74285960	Slave

- einer Steuerkarte (AMI, analytical module interface) mit Programm- und Datenspeicher zur Steuerung des Analysenmoduls,
- einem Steuerrechner (channel controller) für die Kommunikation zwischen AMI und der Hauptplatine des Gaschromatographen sowie zur Ansteuerung der modulinternen Druckregler und Magnetventile.

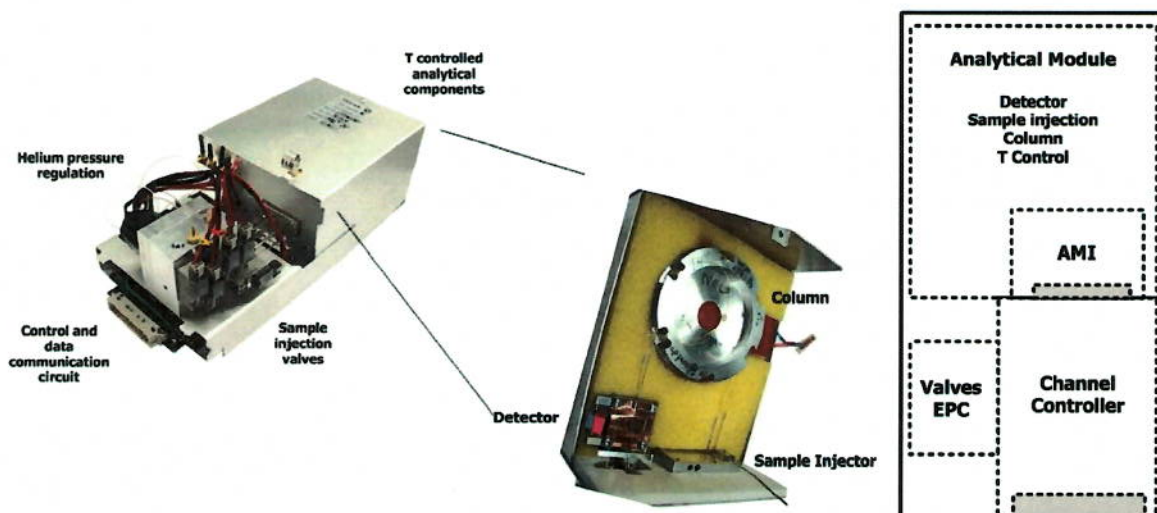


Abbildung 3: Analysenmodul

Der gasnet - Prozessrechner ist als Kassetteneinschub in 19"-Technik ausgeführt. Er kann in 1/3 Baubreite oder 1/2 Baubreite ausgeführt sein. Abbildung 4 zeigt exemplarisch die Ausführung in 1/3 Baubreite. Frontseitig befinden sich Tastatur, Bildschirm, Eichschalter, Status-LED und Parametrierschnittstelle. Rückseitig befinden sich die Schnittstellen der Prozessorkarte und der Erweiterungskarten. Abbildung 5 zeigt die Rückansicht.

Die erweiterte Parametrierung erfolgt durch Anschluss eines externen PC mit dem Programm „Gasworks“ an die Datenschnittstelle DSS. Diese wird im geeichten Betrieb gegen unzulässige Schreibvorgänge mit einem Eichschalter gesichert.

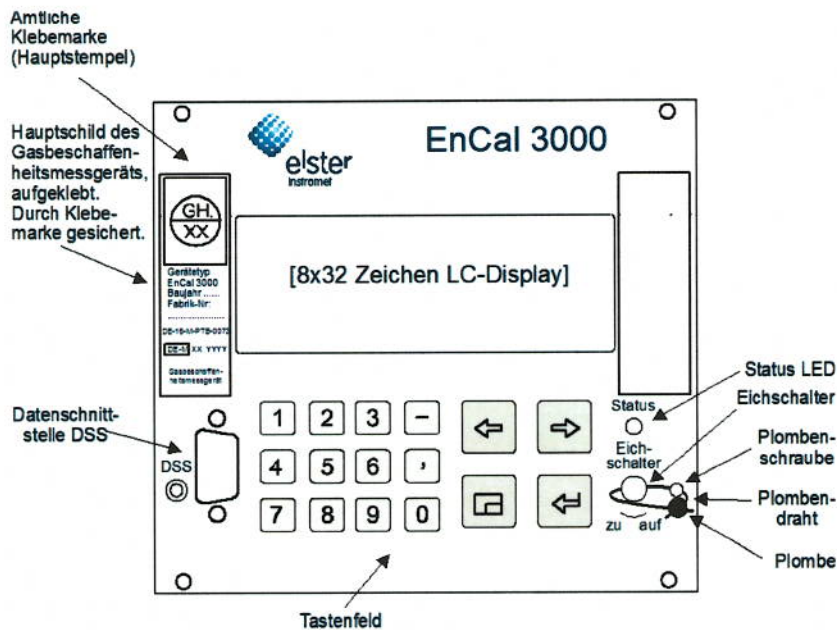


Abbildung 4: Frontansicht des Prozessrechners „gasnet“ (1/3 Baubreite)

Nicht benötigte Karten-Steckplätze werden durch Blindplatten verdeckt.

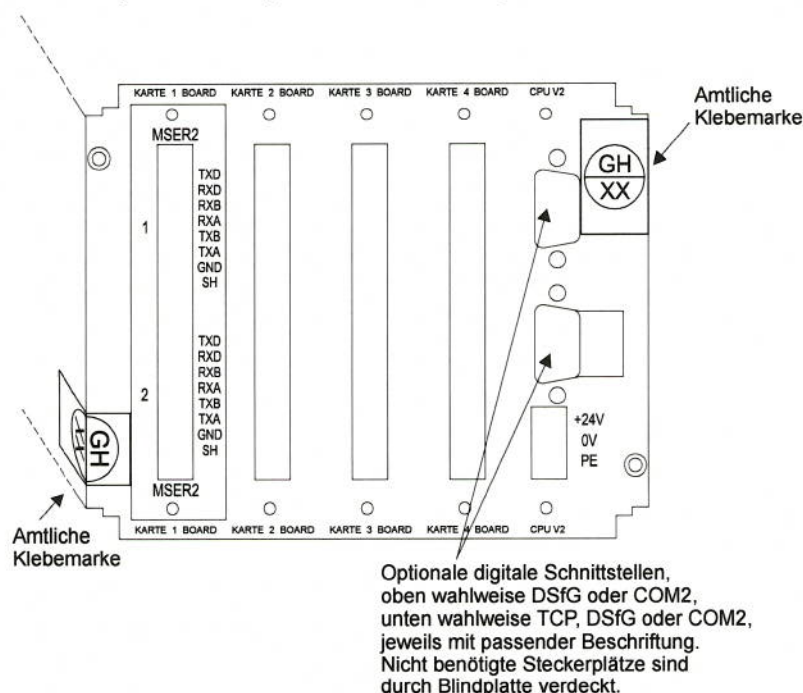


Abbildung 5: Rückansicht des Prozessrechners (1/3 Baubreite)

1.1.1 Messablauf

Measuring process

Die Gasprobe wird über einen Druckregler dem Gaschromatographen zugeführt und mit der internen Gasaufschaltung auf die drei Analysenmodule verteilt. Dort wird parallel in jedem Modul zeitgesteuert durch einen Injektor eine definierte Menge des zu analysierenden Gases ins chromatographische System aufgegeben.

Modul A (HSA^H) ist mit einer 40 cm HayeSep A-Trennsäule ausgestattet. Die Analyten Sauerstoff und Stickstoff eluieren hier ungetrennt als erster Summenpeak vor dem Methansignal. Anschließend werden Kohlenstoffdioxid und Ethan als getrennte Signale erhalten.

Modul B (5CB^H) ist mit einer 8 m CP-Sil 5CB-Trennsäule ausgestattet. Hier wird eine Trennung nach Siedepunkten für die Kohlenwasserstoffe von Propan bis Pentan erhalten. Für C₆-, C₇- und C₈-Kohlenwasserstoffe werden zum Teil differenzierte Signale erhalten, die Peakflächen werden jedoch zusammengefasst und gemeinsam als Summenpeak „C₆+“ behandelt und ausgewiesen.

Die Module A und B werden mit Helium als Trägergas betrieben. Abbildung 6 zeigt die Gasflüsse in den beiden Modulen.

Modul C (M5A^H BF) ist mit einer 10 m Molekularsiebtrennsäule mit vorgeschalteter Backflush-Säule ausgestattet. Mit Hilfe der Backflush-Säule werden die Kohlenwasserstoffe außer Methan und Kohlenstoffdioxid zurückgehalten und nach Passieren der übrigen Analyten durch Umschalten der Trägergasflussrichtung zurück zum Abgas gespült. Als Trägergas wird Argon eingesetzt. Abbildung 7 zeigt die Gasflüsse in dem Modul. Mit diesem Modul werden die Analyten Helium, Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff getrennt. Für Methan wird ebenfalls ein Signal erhalten, jedoch wird dies nicht ausgewertet.

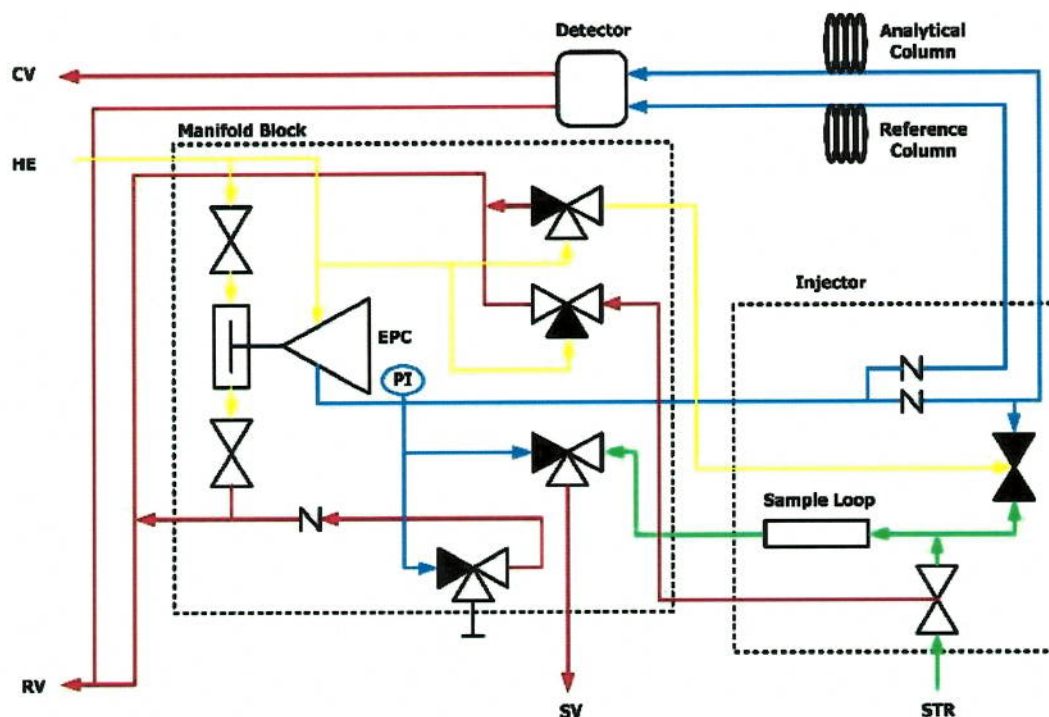


Abbildung 6 Gasflussschema Analysenmodul A (HSA^H) und B (5CB^H)

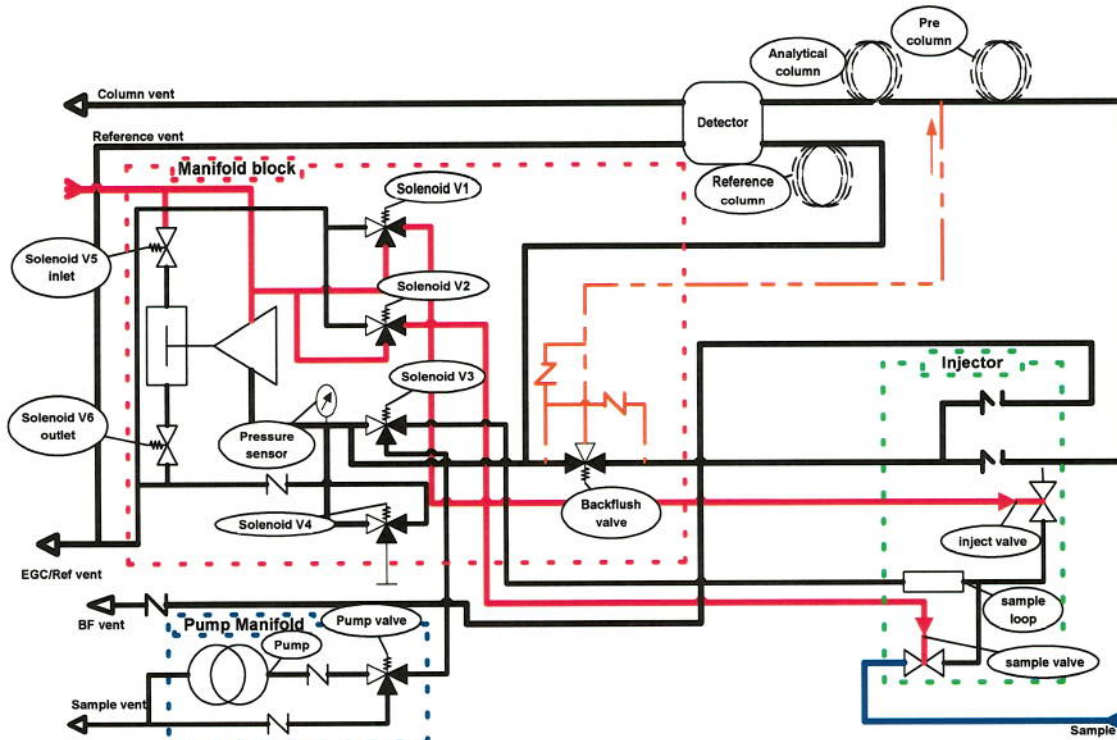


Abbildung 7: Gasflussschema Analysenmodul C (Molekularsieb)

1.2 Messwertaufnehmer

Sensor

Die Detektion der einzelnen Komponenten erfolgt jeweils nach ihrer Trennung über die Wärmeleitfähigkeitsdetektoren der drei Analysenmodule.

1.3 Messwertverarbeitung

Measurement value processing

Die Chromatogramme der drei Detektoren werden im Chromatographen gespeichert und die Signale der definierten Analyten vom Betriebsprogramm entsprechend der ebenfalls im PGC hinterlegten Methode integriert. Mit Hilfe eines angeschlossenen PC können die Chromatogramme betrachtet werden. In Abbildung 8, Abbildung 9 und Abbildung 10 sind die Chromatogramme der Module A, B und C dargestellt.

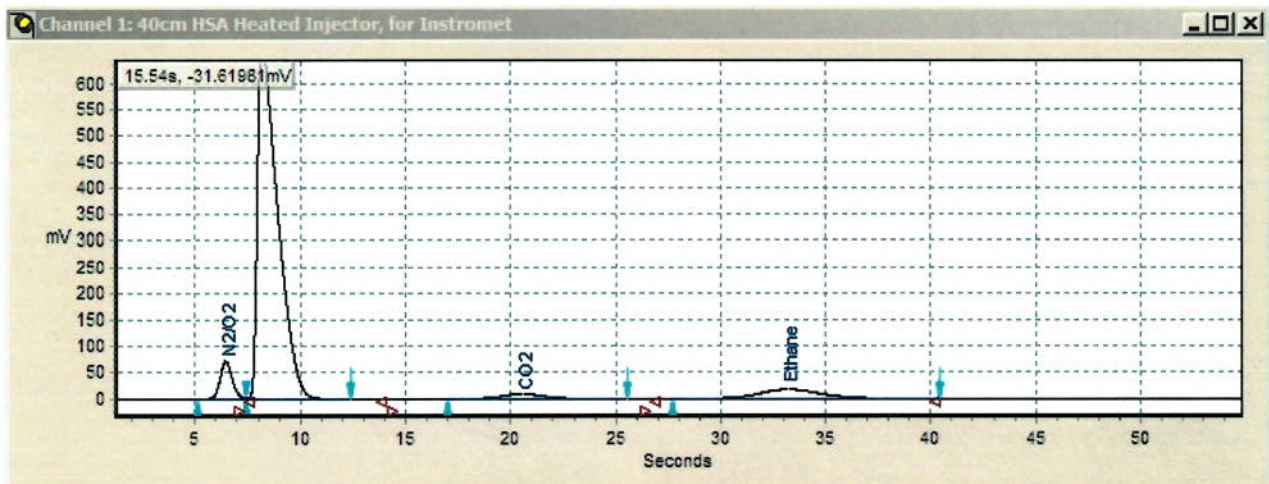


Abbildung 8: Chromatogramm eines 13K-Kalibriergases, Modul A

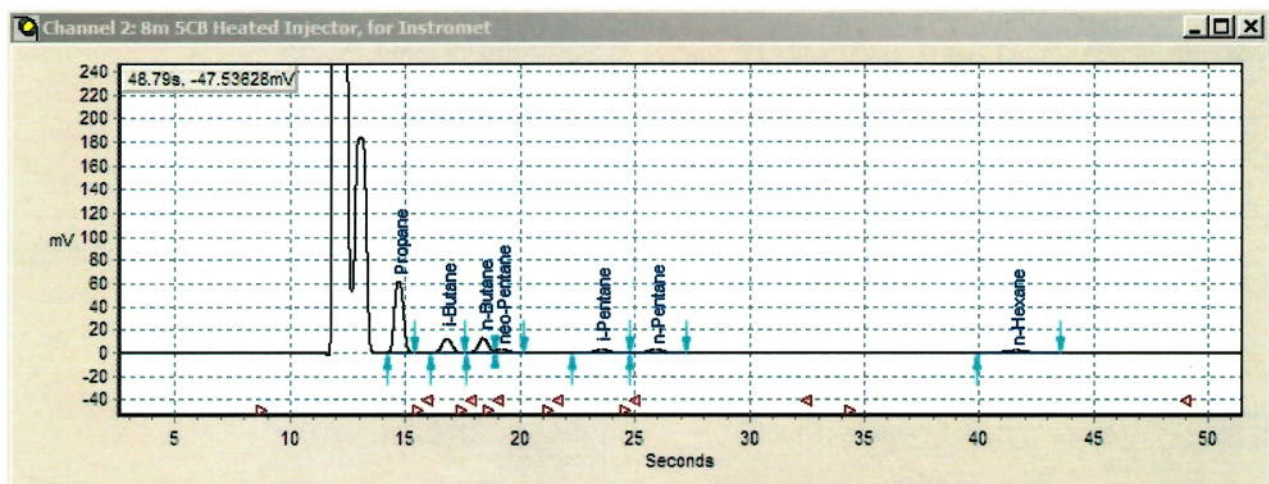


Abbildung 9: Chromatogramm eines 13K-Kalibriergases, Modul B

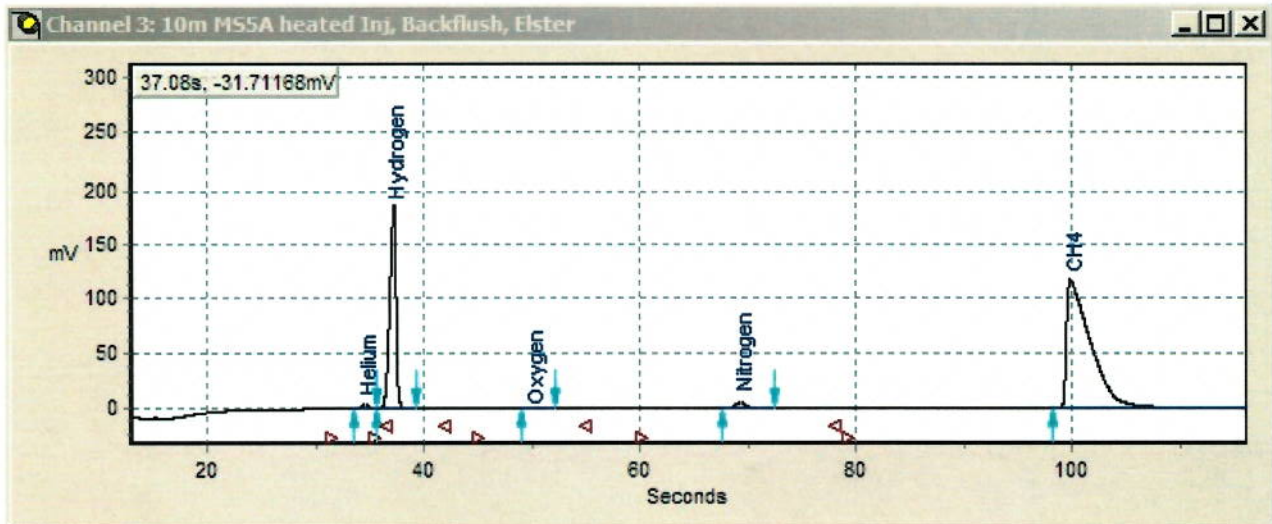


Abbildung 10: Chromatogramm eines P1-13K-Kalibriergases, Modul C

Die Fläche unter den Peaks ist proportional dem jeweiligen Stoffmengenanteil. Mit Hilfe der Werkskalibrierung und dem täglich ermittelten Responsefaktor wird jeder Peakfläche durch das Betriebsprogramm im PGC ein Stoffmengenanteil zugeordnet.

Der Korrekturfaktor zur Kalibrierfunktion der Komponenten wird täglich automatisch mit Hilfe des Kalibriergases ermittelt (siehe Kapitel 4.3).

Bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ 13K wird Helium mit relativem Responsefaktor zu Wasserstoff gemessen. Es wird kein spezifischer Kalibrierfaktor für Helium ermittelt.

Bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ P1-13K wird Neopentan mit relativem Responsefaktor zu n-Butan gemessen. Es wird dann kein spezifischer Kalibrierfaktor für Neopentan ermittelt.

Die so erhaltenen unnormierten Stoffmengenanteile werden zur Berechnung der Ergebnis-Stoffmengenanteile unter der Maßgabe, dass die Summe aller Stoffmengenanteile 100% ergeben muss, normiert.

Aus den normierten Stoffmengenanteilen werden unter Verwendung der in DIN EN ISO 6976 angegebenen Verfahren und Stoffwerte die Größen Brennwert, Dichte im Normzustand und weitere nicht eichpflichtige Größen berechnet ($T_b=25\text{ °C}$, $T_v=0\text{ °C}$, $p_v=p_b=101,325\text{ kPa}$).

Brennwert und Dichte im Normzustand werden für 2 Jahre im Prozessrechner gespeichert, Gasanalysen werden 10 Wochen gespeichert.

1.3.1 Software

Software

Zugelassen sind die nachfolgend aufgeführten Software-Versionen.

1.3.1.1 Firmware Analysenmodule

Firmware analysis modules

Position	Firmware	Part Number
Channel 1	1.00	HSA ^H : CP74136450
Channel 2	1.00	5CB ^H : CP74136350
Channel 3	1.00	M5A ^H : CP74285960

1.3.1.2 Betriebsprogramm Gaschromatograph

Operating programme gaschromatograph

MPU	3.32 build 29607
I/O Controller	2.54

MPU	4.01 build 30995
I/O Controller	2.71

MPU	4.03 build 31279
I/O Controller	2.71

1.3.1.3 Bedienprogramm Prozessrechner „gasnet“

Operating programme controller unit „gasnet“

Software-Version: 1.08a, Prüfsumme: 00FE1B7D

Software-Version: 1.08b, Prüfsumme: 20726F98

1.4 Messwertanzeige

Indication of the measurement results

Die Messwertanzeige erfolgt über den angeschlossenen Prozessrechner; über die Menüsteuerung kann die Anzeige zwischen den Messgasströmen gewechselt werden. Bei 3 und 4 Messgasströmen werden diese auf einem weiteren Prozessrechner angezeigt.

Eichfähige Größen werden auf der Bedienfeldanzeige des Gerätes zur Unterscheidung von den übrigen Größen in doppelter Schriftgröße dargestellt, zur Anzeige aller Größen der Hauptanzeige muss ggf. mit den Pfeiltasten gescrollt werden. Die nachfolgende Abbildung 11 zeigt mehrere Ansichten der Hauptanzeige.

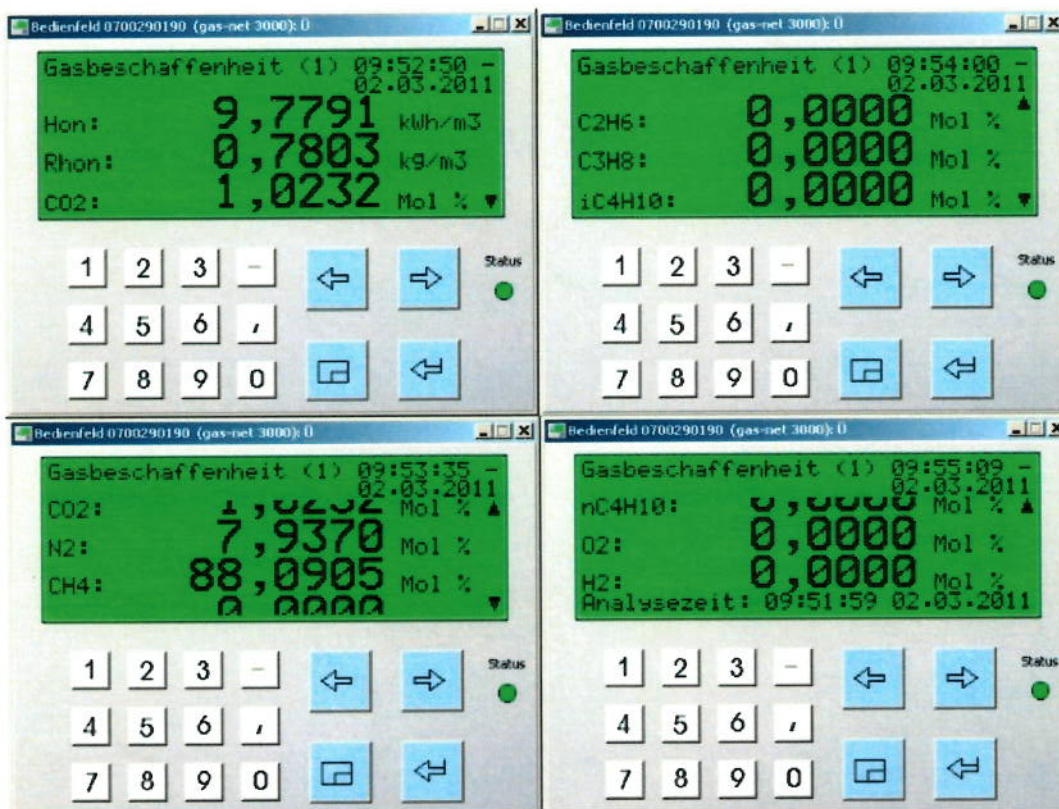


Abbildung 11: Hauptanzeige auf dem Prozessrechner „gasnet“

1.5 Optionale Einrichtungen und Funktionen

Optional equipment and functions

Der Prozessrechner kann in unterschiedlicher Baubreite ausgeführt sein (1/2 oder 1/3 Baubreite 19"-Einschub). Ferner können 1 bis 2 DSfG-Schnittstellen und weitere analoge und digitale Schnittstellenkarten im Prozessrechner eingebaut sein.

1.6 Technische Unterlagen

Technical documents

Die zu diesem Zertifikat gehörenden technischen Unterlagen sind im zugehörigen Zertifizierungsdokumentensatz in der PTB hinterlegt. Das Inhaltsverzeichnis des Zertifizierungsdokumentensatzes wurde dem Inhaber des Zertifikats zugeschickt.

The technical documents relating to this Certificate are deposited at PTB in the respective Set of Certification Documents ("ZDS"). The Table of Contents of the Set of Certification Documents was sent to the owner of the Certificate.

1.7 Integrierte Einrichtungen und Funktionen, die nicht in den Geltungsbereich dieser Baumusterprüfbescheinigung fallen

Integrated equipment and functions which do not fall into the validity range of this Type-examination Certificate

Das Gerät berechnet aus der Gasanalyse neben den eichpflichtigen Größen auch andere Werte wie zum Beispiel den Heizwert, die relative Dichte oder den Wobbe-Index nach DIN EN ISO 6976. Die Richtigkeit dieser Werte wurde nicht geprüft.

2 Technische Daten

Technical data

2.1 Nennbetriebsbedingungen

Rated operating conditions

Das Gerät ist für die Messung von Erdgas (siehe DVGW-Arbeitsblatt G 260) und Biogas, das zur Nutzung in der öffentlichen Gasversorgung aufbereitet und ggf. konditioniert wurde (siehe DVGW-Arbeitsblatt G 262), mit den nachfolgend aufgeführten Komponenten in den angegebenen Messbereichen geeignet.

2.1.1 Kalibrierung

Calibration

An das Messgerät wird für die Eichgültigkeitsdauer ein Kalibriergas nach PTB-Anforderungen 7.63 fest mit dem Gaschromatographen verbunden.

Es können Kalibriergase vom Typ 13K oder P1-13K verwendet werden. Die resultierenden Messbereiche sind unter Abschnitt 2.1.2 festgelegt. In Tabelle 1 und Tabelle 2 sind jeweils die Zusammensetzungen der beiden Kalibriergase aufgeführt.

Tabelle 1: Kalibriergas vom Typ 13K

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in cmol/mol (Mol%)
Methan	CH ₄	87,40
Stickstoff	N ₂	4,0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,5
Ethan	C ₂ H ₆	4,0
Propan	C ₃ H ₈	1,0
Butan	C ₄ H ₁₀	0,2
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	0,2
Pentan	C ₅ H ₁₂	0,05
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	0,05
Hexan	C ₆ H ₁₄	0,05
Wasserstoff	H ₂	1,0
Sauerstoff	O ₂	0,5
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	C(CH ₃) ₄	0,05

Tabelle 2: Kalibriergas vom Typ P1-13K

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in cmol/mol (Mol%)
Methan	CH ₄	75,89
Stickstoff	N ₂	4,0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	4,0
Ethan	C ₂ H ₆	5,5
Propan	C ₃ H ₈	2,0
Butan	C ₄ H ₁₀	0,5
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	0,3
Pentan	C ₅ H ₁₂	0,1
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	0,1
Hexan	C ₆ H ₁₄	0,06
Helium	He	0,25
Wasserstoff	H ₂	7,0
Sauerstoff	O ₂	0,3

Das Kalibriergas dient als Referenz bei der eichtechnischen Prüfung sowie zur in regelmäßigen Abständen automatisch durchgeführten Kalibrierung und Validierung des Messgeräts.

Die Herstellungstoleranz für die Komponenten mit einem Stoffmengenanteil von $\geq 0,1$ Mol% darf maximal 5 % vom angegebenen Sollwert betragen. Bei Komponenten mit einem kleineren Stoffmengenanteil sind maximal 10 % akzeptabel.

Fremdkomponenten dürfen bis maximal 0,001 Mol% (10 ppm) enthalten sein.

Die Stoffmengenanteile des Gasgemisches, Brennwert und Normdichte müssen bei den in Deutschland gültigen Bezugszuständen rückgeführt zertifiziert sein.

Die Messunsicherheit für die Stoffmengenanteile ($k=2$) darf für Methan 0,1 %, für Stickstoff 0,8 %, für Kohlenstoffdioxid, Ethan, Propan, Butan und Isobutan 1 % nicht überschreiten. Für alle anderen Komponenten sind maximal 3 % tolerabel.

Die Druckgasflasche muss vor Ihrem Einsatz von der zertifizierenden oder einer autorisierten Stelle gegen Gasentnahmen versiegelt, vorliegen.

2.1.2 Messbereiche
Measurement range

2.1.2.1 Betrieb mit Kalibriergas Typ P1-13K
Operation with calibration gas type P1-13K

In Tabelle 3 sind die Messbereiche der Komponenten (Analyten) bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ P1-13K aufgeführt.

Tabelle 3: Messbereiche der Komponenten (P1-13K Kalibriergas)

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in cmol/mol (Mol%)
Methan	CH ₄	≥ 62,0
Stickstoff	N ₂	≤ 20,0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	≤ 15,0
Ethan	C ₂ H ₆	≤ 14,0
Propan	C ₃ H ₈	≤ 6,0
Butan	C ₄ H ₁₀	≤ 3,0
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	≤ 2,5
Pentan	C ₅ H ₁₂	≤ 0,3
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	≤ 0,3
C6+	C ₆ H ₁₄	≤ 0,3
Helium	He	≤ 0,4
Wasserstoff	H ₂	≤ 20,0
Sauerstoff	O ₂	≤ 3,0
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	C(CH ₃) ₄	≤ 0,1

Die Messbereiche für Brennwert und Dichte im Normzustand sind:

Brennwert: 6,9 kWh/m³ bis 14,0 kWh/m³ ($T_b=25^\circ\text{C}$, $T_v=0^\circ\text{C}$, $p_v=p_b=101,325\text{ kPa}$)

Dichte: 0,59 kg/m³ bis 1,18 kg/m³ ($T_n=0^\circ\text{C}$; $p_n=101,325\text{ kPa}$)

2.1.2.2 Betrieb mit Kalibriergas Typ 13K

Operation with calibration gas type 13K

In Tabelle 4 sind die Messbereiche der Komponenten (Analyten) bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ 13K aufgeführt.

Tabelle 4: Messbereiche der Komponenten (13K Kalibriergas)

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in cmol/mol (Mol%)
Methan	CH ₄	≥ 65,0
Stickstoff	N ₂	≤ 15,0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	≤ 15,0
Ethan	C ₂ H ₆	≤ 14,0
Propan	C ₃ H ₈	≤ 6,0
Butan	C ₄ H ₁₀	≤ 3,0
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	≤ 2,5
Pentan	C ₅ H ₁₂	≤ 0,3
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	≤ 0,3
C6+	C ₆ H ₁₄	≤ 0,3
Wasserstoff	H ₂	≤ 10,0
Sauerstoff	O ₂	≤ 3,0
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	C(CH ₃) ₄	≤ 0,1

Ab Revisionsstand 2 wird auch Helium bis 0,4 cmol/mol (Mol%) eichfähig gemessen.

Die Messbereiche für Brennwert und Dichte im Normzustand sind:

Brennwert: 7,3 kWh/m³ bis 14,0 kWh/m³ ($T_b=25^{\circ}\text{C}$, $T_v=0^{\circ}\text{C}$, $p_v=p_b=101,325\text{ kPa}$)

Dichte: 0,65 kg/m³ bis 1,16 kg/m³ ($T_n=0^{\circ}\text{C}$; $p_n=101,325\text{ kPa}$)

2.1.3 Umgebungsbedingungen/Einflussgrößen

Environmental conditions / influence quantities

Der EnCal3000 Quad ist geeignet zur Verwendung in Aufstellungsräumen, die den PTB-Anforderungen 7.62 entsprechen. Eine Beheizung der Kalibriergasflasche ist vorzusehen.

2.1.3.1 Klimaanforderungen

Climate

Die Raumtemperatur am Aufstellungsort muss zwischen 5 °C und 40 °C liegen. Dies gilt auch für die Kalibriergaszuleitungen und den Aufstellungsort der Kalibriergasflasche.

2.1.3.2 Elektromagnetische Verträglichkeit und Störfestigkeit

Electromagnetic compatibility

Das Gerät erfüllt die Anforderungen E2 der MessEV Anlage 2 und kann in typischer Industrieumgebung betrieben werden.

2.2 Sonstige Betriebsbedingungen

Other operating conditions

Das zu messende Gas muss gemäß DIN EN ISO 13 686 technisch frei sein von:

- Wasser und Kohlenwasserstoffen in flüssiger Form;
- Feststoffpartikeln;
- sonstigen Gasen, die sich negativ auf Werkstoffe des Gerätes auswirken.

Als Trägergas ist für die Module A und B Helium und für Modul C Argon jeweils der Qualität 5.0 oder besser einzusetzen. Die Trägergaszuführung muss mit einer Spül- und Absperrvorrichtung ausgestattet sein. Die Verwendung von Trägergastrocknern ist sinnvoll.

Die Abgasleitungen des PGC müssen sicherstellen, dass kein Staudruck auftreten kann.

3 Schnittstellen und Kompatibilitätsbedingungen

Interfaces and compatibility conditions

3.1 Schnittstellen

Interfaces

Messwerk und Prozessrechner kommunizieren über eine serielle Modbus-Schnittstelle (RS232, RS422 oder RS485 mit Protokoll Modbus ASCII oder Modbus RTU) die gemäß PTB-Anforderung 50.1 nicht rückwirkungsfrei und daher zu sichern ist. Bei 3- und 4-strömiger Ausführung wird der Datenbus vom Messwerk auf einen Buskoppler geführt, an diesen werden dann beide Prozessrechner angeschlossen. Die Anschlüsse am Buskoppler und an den Prozessrechnern sind zu sichern.

3.1.1 Messwerk

Measuring unit

Neben der o. a. Modbus-Schnittstelle verfügt das Messwerk über einen TCP/IP-Port (Ethernet UTP 10 Base-T) zum Anschluss eines PC. Über das Windows-basierte Bedienprogramm RGC 3000 kann die Darstellung von Chromatogrammen erfolgen und Diagnosen können durchgeführt werden. Weiterhin erfolgt auch die Parametrierung des Chromatographen über diese Verbindung. Durch Setzen eines Jumpers im Messwerk bei der Eichung akzeptiert das Messwerk jedoch keine Änderungen von Parametern, die Ethernet-Schnittstelle ist dann rückwirkungsfrei und muss nicht gesichert werden bzw. es kann ein Switch oder PC angeschlossen sein.

3.1.2 Prozessrechner

Process computer

Zusätzlich zur o. a. Modbus-Schnittstelle (Schittstellenkarte MSER2, siehe Abbildung 5) verfügt das Gerät rückseitig über eine oder zwei DSfG-Schnittstellen (gem. DVGW-Arbeitsblatt G485) zum Datentransfer, diese sind rückwirkungsfrei. Es können beliebige eichfähige und nicht-eichfähige Zusatzeinrichtungen angeschlossen sein.

Frontseitig ist eine DSS-Schnittstelle zur Parametrierung durch den Geräteservice vorhanden, diese ist nach Schließen des Eichschalters rückwirkungsfrei und muss nicht gesichert werden.

Weitere optionale analoge und digitale Schnittstellen sind durch Einschubkarten im Prozessrechner möglich. Diese sind rückwirkungsfrei und müssen nicht gesichert werden.

4 Anforderungen an Produktion, Inbetriebnahme und Verwendung

Requirements on production, putting into use and utilisation

4.1 Anforderungen an die Produktion

Requirements on production

Alle Geräte des EnCal 3000 Quad werden im Rahmen der Produktion mit einer Werkskalibrierung für jede Gaskomponente des Messgerätes versehen. Das anzuwendende Verfahren ist in der Arbeitsanweisung „Applikationsbeschreibung Quad mit PTB-Zulassung“ fixiert und unterliegt der Qualitätssicherung.

4.2 Anforderungen an die Inbetriebnahme

Requirements on putting into use

Die Richtigkeit des Messgerätes ist am Verwendungsort mit 5 Gasgemischen nach zu prüfen.

Mit jedem Prüfgas werden mindestens drei Analysen durchgeführt. Die Ergebnisse der dritten Messung sind die gültigen Messergebnisse. Die Messergebnisse für Brennwert, Dichte im Normzustand und alle unter Abschnitt 2.1.2 genannten Komponenten sind mit dem Prüfgaszertifikat zu vergleichen, die Abweichungen müssen innerhalb der Eichfehlergrenzen liegen. Dies gilt auch für die bis Revisionsstand 1 zulässige nicht eichfähige Heliummessung. Durch die Begrenzung des Messbereichs wird in diesem Fall jedoch ein Alarm ausgelöst.

4.2.1 Prüfung bei Verwendung des Kalibriergases Typ P1-13K

Validation when using calibration gas type P1-13K

Bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ P1-13K sind die Gase in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Gasgemische nach PTB-A 7.63 für die Richtigkeitsprüfung (Kalibriergas P1-13K)

Komponente	Formel	B3-5K	6H	6L	H1-11K	13K
		Stoffmengenanteile in cmol/mol (Mol%)				
Methan	CH ₄	63,50	84,00	81,00	97,30	87,40
Stickstoff	N ₂	18,00	0,40	14,40	1,35	4,0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	2,50	1,80	1,00	0,35	1,5
Ethan	C ₂ H ₆	-	9,40	3,00	0,40	4,0
Propan	C ₃ H ₈	-	3,40	0,50	0,20	1,0
Butan	C ₄ H ₁₀	-	1,00	0,10	0,10	0,2
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	-	-	-	0,10	0,2
Pentan	C ₅ H ₁₂	-	-	-	0,05	0,05
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	-	-	-	0,05	0,05
Hexan	C ₆ H ₁₄	-	-	-	0,05	0,05
Wasserstoff	H ₂	15,00	-	-	-	1,0
Sauerstoff	O ₂	1,00	-	-	-	0,5
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	C(CH ₃) ₄	-	-	-	0,05	0,05
Brennwert, $H_{s,n}$, in kWh/m ³		7,550	12,425	9,716	11,062	10,995
Normdichte, ρ_n , in kg/m ³		0,7574	0,8635	0,8339	0,7433	0,8057

4.2.2 Prüfung bei Verwendung des Kalibriergases Typ 13K

Validation when using calibration gas type 13K

Bei Verwendung des Kalibriergases vom Typ 13K sind die Gase in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Gasgemische nach PTB-A 7.63 für die Richtigkeitsprüfung (Kalibriergas 13K)

Komponente	Formel	9E	6H	6L	H1-11K	P1-13K
		Stoffmengenanteile in cmol/mol (Mol%)				
Methan	CH ₄	79,00	84,00	81,00	97,30	75,89
Stickstoff	N ₂	8,00	0,40	14,40	1,35	4,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	2,00	1,80	1,00	0,35	4,00
Ethan	C ₂ H ₆	4,00	9,40	3,00	0,40	5,50
Propan	C ₃ H ₈	3,00	3,40	0,50	0,20	2,00
Butan	C ₄ H ₁₀	0,50	1,00	0,10	0,10	0,50
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH ₃) ₃	0,50	-	-	0,10	0,30
Pentan	C ₅ H ₁₂	-	-	-	0,05	0,10
2-Methylbutan (Isopentan)	HC(CH ₃) ₂ C ₂ H ₅	-	-	-	0,05	0,10
Hexan	C ₆ H ₁₄	-	-	-	0,05	0,06
Helium	He	-	-	-	-	0,25
Wasserstoff	H ₂	1,00	-	-	-	7,00
Sauerstoff	O ₂	2,00	-	-	-	0,30
2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	C(CH ₃) ₄	-	-	-	0,05	-
Brennwert, $H_{s,n}$, in kWh/m ³		10,740	12,425	9,716	11,062	10,671
Normdichte, ρ_n , in kg/m ³		0,8752	0,8635	0,8339	0,7433	0,8276

4.3 Anforderungen an die Verwendung

Requirements for consistent utilisation

Der EnCal 3000 Quad muss die Einhaltung des zugelassenen Messbereichs an jedem angeschlossenen Gasstrom überwachen. Werden die Grenzen überschritten, wird in der Hauptanzeige ein ALARM signalisiert und im Datenspeicher gespeichert.

Der EnCal 3000 Quad muss mindestens einmal täglich eine automatische Kalibrierung ausführen. Bei Bedarf können vom Betreiber zusätzliche Kalibrierungen durchgeführt werden. Bei der Kalibrierung werden 3 Einzelmessungen durchgeführt, das arithmetische Mittel der letzten 2 Messungen wird zur Bestimmung der neuen Responsefaktoren herangezogen.

Zur Selbst-Validierung nutzt das Gerät ebenfalls die Kalibriergasmessungen. Die täglich ermittelten Korrekturfaktoren (RW-Faktoren) werden mit der Grundkalibrierung verglichen. Bei der Grundkalibrierung haben alle RW-Faktoren den Wert 1 und bei der täglichen Kalibrierung liegen die Grenzwerte bei $\pm 15\%$. Werden die vorgegebenen Grenzwerte überschritten, wird die Kalibrierung verworfen und dieser Kalibrierfehler im elektronischen Datenarchiv vermerkt. Weiterhin wird ein Alarm generiert, wenn eine Gaskomponente im Kalibriergas nicht detektiert wird. Dieser kann nur durch eine gültige Kalibrierung behoben werden.

Das Gerät muss im Rahmen der Selbstüberwachung die unnormierte Summe der Analyse kontrollieren. Alle Stoffmengenanteile, die zur Analyse kommen und in die Berechnung der eichpflichtigen Stoffeigenschaften eingehen, werden gemessen. Festwerte sind nicht zu hinterlegen.

Das Gerät darf nur für Gasgemische gemäß Abschnitt 2.1.2 eingesetzt werden. Weitere Gasbestandteile dürfen vorhanden sein, sofern diese Bestandteile in ihrer Gesamtheit den Brennwert des Gases um nicht mehr als 0,1 % vom Messwert verändern.

Wird während der Eichgültigkeitsdauer ein Wechsel der Trägergasflasche(n) vorgenommen, hat dies nach der Anweisung des Herstellers zu erfolgen. Der Flaschenwechsel ist im Wartungsbuch zu vermerken.

Am Gebrauchsort des EnCal 3000 Quad müssen die Gerätehandbücher für das Messgerät sowie ein Wartungsbuch vorliegen. Alle vorgenommenen Wartungs-, Reparatur-, Instandsetzungs- und Prüfarbeiten, insbesondere der Austausch von Teilen, sind vom Ausführenden mit Unterschrift und Datum in das Wartungsbuch einzutragen.

5 Kontrolle in Betrieb befindlicher Geräte

Checking of instruments which are in operation

5.1 Unterlagen für die Prüfung

Documents required for the test

Zur Durchführung der Prüfung werden die Baumusterprüfbescheinigung des Messgerätes, das Inhaltsverzeichnis Zulassungsdokumentensatz, die Benutzerhandbücher, die PTB-Anforderungen 7.62, 7.63 und die DIN EN ISO 6976 benötigt.

Die Eichfehlergrenzen für die eichpflichtigen Größen finden sich in EO 7 und der PTB-Mitteilung 118

- a) Brennwert: EO 7-6
- b) Stoffmengenanteile der Komponenten und Normdichte: PTB-Mitteilung 118 (2008), Heft 1, S.19-20

5.2 Spezielle Prüfeinrichtungen oder Software

Special test facilities or software

Vor Beginn der messtechnischen Prüfung ist das Gerät einer Kalibrierung zu unterziehen.

Im Rahmen der Eichung wird das Gerät auf Richtigkeit nach Abschnitt 4.2 geprüft. Als Normale zur Richtigkeitsprüfung werden dazu zertifizierte Kalibriergase (gem. PTB-A 7.63) benötigt. Diese Gase müssen vom Betreiber oder von ihm beauftragten Dritten zur Verfügung gestellt werden; dies gilt auch für die nötigen Armaturen und Vorrichtungen zum Anschluss dieser Gase.

5.3 Identifizierung

Identification

5.3.1 Hardwarekonformität

Hardware

Die Übereinstimmung vorliegender Hardware ist mit Hilfe der Beschreibung und den Abbildungen im Abschnitt 1.1 dieser Baumusterprüfbescheinigung vorzunehmen.

5.3.2 Softwarekonformität

Software

5.3.2.1 Konformität der Messwerksoftware und –firmware

Conformity of software and firmware of the measuring unit

Die Softwareversionen des Messwerkes werden über einen angeschlossenen PC mit dem Parametrierprogramm „RGC 3000“ überprüft. Dazu wird im Startfenster der Software das Messgerät ausgewählt und die Konfiguration aufgerufen. Das Tabellenblatt „Info“ zeigt dann, wie in Abbildung

12 und Abbildung 13 dargestellt, die Softwareversionen. Sie müssen mit den zugelassenen Versionen nach Abschnitt 1.3.1.1 und 1.3.1.2 übereinstimmen.

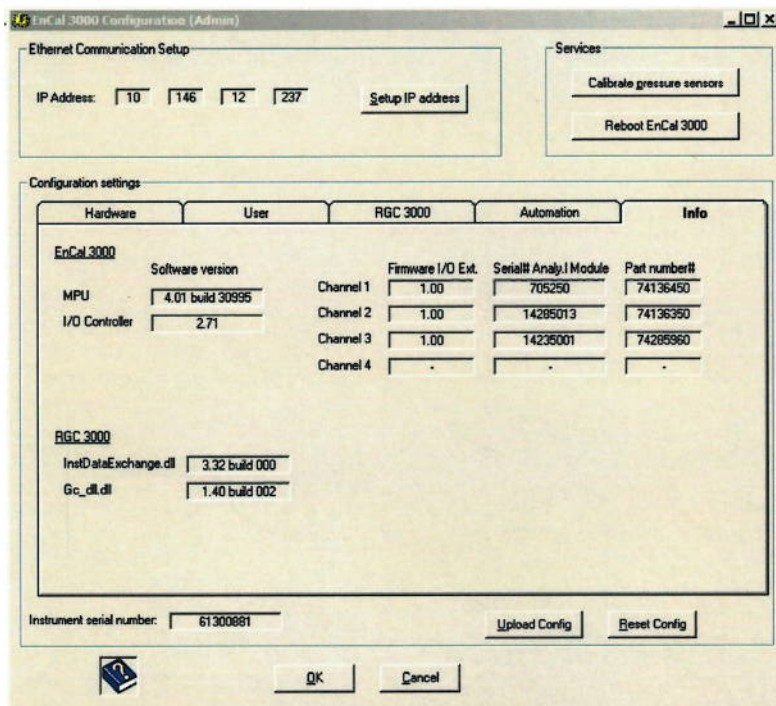


Abbildung 12: Anzeige der Softwareversion des Messwerkes mit „RGC 3000“ bis Revision 1

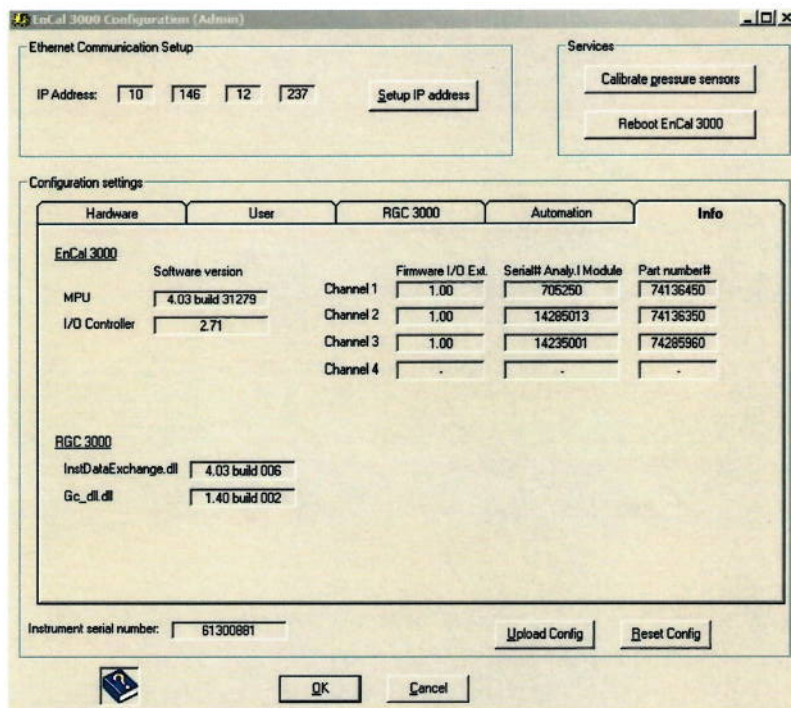


Abbildung 13: Anzeige der Softwareversion des Messwerkes mit „RGC 3000“ ab Revision 2

5.3.2.2 Konformität der Prozessrechnersoftware

Conformity of the process computer software

Die Softwareversion des Prozessrechners wird mit Hilfe des Rechnerdisplays angezeigt. Dazu wird mit dem Bedienfeld des Rechners im Hauptmenü der Eintrag System gewählt. Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigt diese Darstellung. Die Softwareversion und Prüfsumme muss der zugelassenen Version nach Abschnitt 1.3.1.3 entsprechen.



Abbildung 14: Anzeige der Softwareversion des Prozessrechners bis Revision 1



Abbildung 15: Anzeige der Softwareversion des Prozessrechners ab Revision 2

5.3.3 Parametrierung

Parameterization

Die Überprüfung der Geräteparameter geschieht, soweit nachfolgend nicht anders beschrieben, mit der PC-Software RGC 3000.

5.3.3.1 Überwachung des Messbereichs

Monitoring of the measuring range

Der EnCal 3000 muss seinen zugelassenen Messbereich selbsttätig überwachen. Dazu muss die Alarmtabelle je nach Kalibriergas, wie in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt, parametrieren werden und unter „Alarm Settings“ (siehe Abbildung 16) aktiviert sein.

Die Minimum-Werte aller Komponenten, des Brennwertes und der Dichte im Normzustand können benutzerspezifisch größer als dargestellt gewählt werden. Die Maximum-Werte dieser Größen dürfen kleiner als angegeben gewählt werden. Eine individuelle Anpassung an die am Installationsort vorzufindenden Gaszusammensetzungen ist sinnvoll und verbessert die interne Funktionskontrolle.

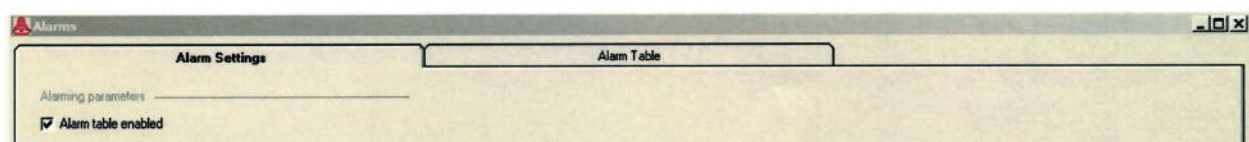


Abbildung 16: Aktivierung der Grenzwertüberwachung

5.3.3.1.1 Parameter bei Verwendung des Kalibrierungsgases Typ P1-13K

Parameters when using calibration gas type P1-13K

Alarm Settings			Alarm Table						
#	Active	Param Type	Parameter	Minimum	Maximum	Alarm On	Invert Alarm	Relay Alarm	Relay #
1	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 3)	0	20	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
2	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 1)	62	100	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
3	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 1)	0	15	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
4	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 1)	0	14	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
5	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	5. Propane (chan 2)	0	6	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
6	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	6. i-Butane (chan 2)	0	2.5	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
7	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	7. n-Butane (chan 2)	0	3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
8	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	8. neo-Pentane (chan 2)	0	0.1	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
9	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	9. i-Pentane (chan 2)	0	0.3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
10	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	10. n-Pentane (chan 2)	0	0.3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
11	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	11. n-Hexane (chan 2)	0	0.3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
12	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 3)	0	3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
13	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 3)	0	20	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
14	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	26. Helium (chan 3)	0	0.4	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
15	<input checked="" type="checkbox"/>	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	8. Dry.Hs.v.Real	6.9	14	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
16	<input checked="" type="checkbox"/>	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	6. Dry.Gas.Dens.Real	0.59	1.18	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
17	<input checked="" type="checkbox"/>	3. Sample results	1. Sum ESTD	95	105	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
18	<input checked="" type="checkbox"/>	8. GC Status	1. Instrument Error	2	3	5. All	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
19	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 3)	3.8	4.2	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
20	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 1)	75	77	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
21	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 1)	3.8	4.2	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
22	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 1)	5	6	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
23	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	5. Propane (chan 2)	1.8	2.2	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
24	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	6. i-Butane (chan 2)	0.2	0.4	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
25	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	7. n-Butane (chan 2)	0.4	0.6	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
26	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	9. i-Pentane (chan 2)	0.08	0.12	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
27	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	10. n-Pentane (chan 2)	0.08	0.12	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
28	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	11. n-Hexane (chan 2)	0.04	0.08	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
29	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 3)	0.1	0.5	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
30	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 3)	6.8	7.2	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None
31	<input checked="" type="checkbox"/>	2. Normalized Amounts	26. Helium (chan 3)	0.15	0.35	2. Calibration	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0. None

Abbildung 17: Parametrierung der Grenzwertüberwachung Brennwert u. Normdichte bei Verwendung des Kalibrierungsgases Typ P1-13K

5.3.3.1.2 Parameter bei Verwendung des Kalibriegases Typ 13K

Parameters when using calibration gas type 13K

Alarm Settings			Alarm Table							
#	Active	Param Type	Parameter	Minimum	Maximum	Alarm On	Invert Alarm	Relay Alarm	Relay #	Invert Relay
1	✓	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 3)	0	15	5. All			0. None	
2	✓	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 1)	65	100	5. All			0. None	
3	✓	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 1)	0	15	5. All			0. None	
4	✓	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 1)	0	14	5. All			0. None	
5	✓	2. Normalized Amounts	5. Propane (chan 2)	0	6	5. All			0. None	
6	✓	2. Normalized Amounts	6. i-Butane (chan 2)	0	2.5	5. All			0. None	
7	✓	2. Normalized Amounts	7. n-Butane (chan 2)	0	3	5. All			0. None	
8	✓	2. Normalized Amounts	8. neo-Pentane (chan 2)	0	0,1	5. All			0. None	
9	✓	2. Normalized Amounts	9. i-Pentane (chan 2)	0	0,3	5. All			0. None	
10	✓	2. Normalized Amounts	10. n-Pentane (chan 2)	0	0,3	5. All			0. None	
11	✓	2. Normalized Amounts	11. n-Hexane (chan 2)	0	0,3	5. All			0. None	
12	✓	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 3)	0	3	5. All			0. None	
13	✓	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 3)	0	10	5. All			0. None	
14	✓	2. Normalized Amounts	26. Helium (chan 3)	0	0,1	1. Analysis			0. None	
15	✓	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	5. Hs	7,3	14	5. All			0. None	
16	✓	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	7. Abs. Density	0,65	1,16	5. All			0. None	
17	✓	3. Sample results	1. Sum ESTD	95	105	5. All			0. None	
18	✓	8. GC Status	1. Instrument Error	2	3	5. All			0. None	
19	✓	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 3)	3,5	4,5	2. Calibration			0. None	
20	✓	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 1)	86,5	88	2. Calibration			0. None	
21	✓	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 1)	1,3	1,7	2. Calibration			0. None	
22	✓	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 1)	3,5	4,5	2. Calibration			0. None	
23	✓	2. Normalized Amounts	5. Propane (chan 2)	0,8	1,2	2. Calibration			0. None	
24	✓	2. Normalized Amounts	6. i-Butane (chan 2)	0,1	0,3	2. Calibration			0. None	
25	✓	2. Normalized Amounts	7. n-Butane (chan 2)	0,1	0,3	2. Calibration			0. None	
26	✓	2. Normalized Amounts	8. neo-Pentane (chan 2)	0,03	0,07	2. Calibration			0. None	
27	✓	2. Normalized Amounts	9. i-Pentane (chan 2)	0,03	0,07	2. Calibration			0. None	
28	✓	2. Normalized Amounts	10. n-Pentane (chan 2)	0,03	0,07	2. Calibration			0. None	
29	✓	2. Normalized Amounts	11. n-Hexane (chan 2)	0,03	0,07	2. Calibration			0. None	
30	✓	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 3)	0,3	0,7	2. Calibration			0. None	
31	✓	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 3)	0,8	1,2	2. Calibration			0. None	

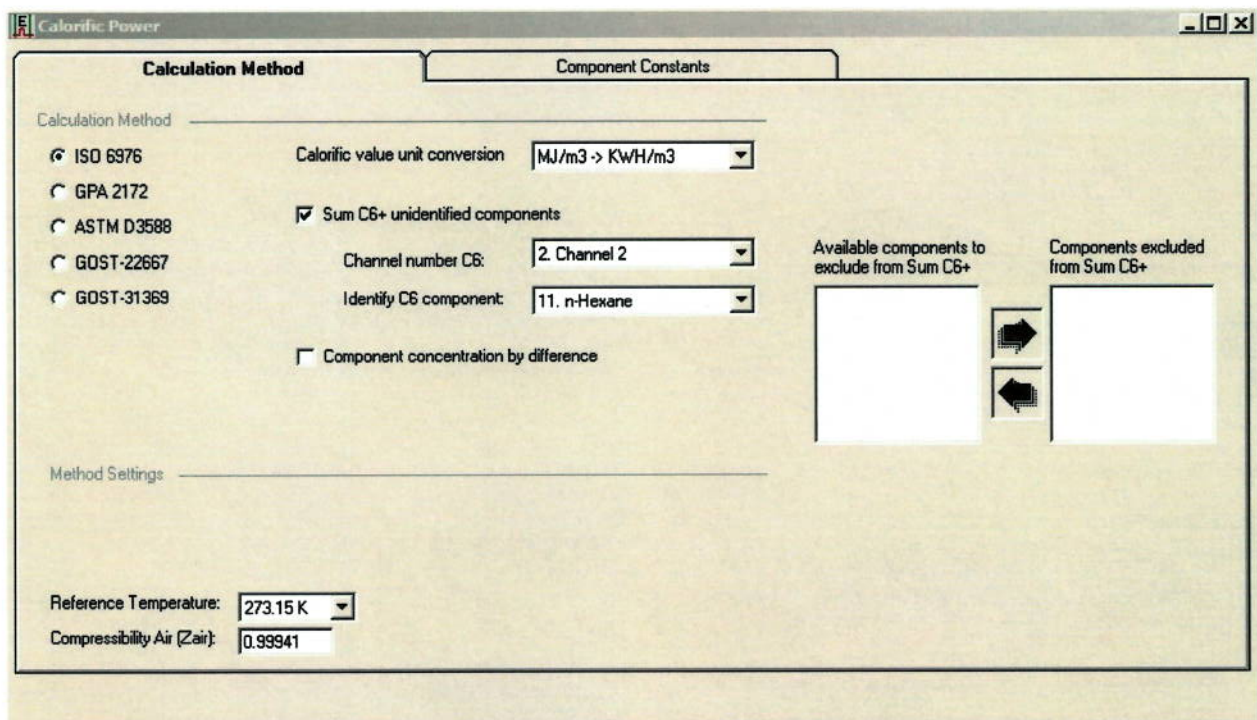
Abbildung 18: Parametrierung der Grenzwertüberwachung Brennwert u. Normdichte bei Verwendung des Kalibriegases Typ 13K

Ab Revisionsstand 2 wird Helium auch mit dem Kalibriegas vom Typ 13K geeicht gemessen, so dass als Maximum-Wert für Helium in Zeile 14, abweichend von Abbildung 18, ein Wert von bis zu 0,4 Mol% vorgegeben werden kann.

5.3.3.2 Berechnung

Calculation

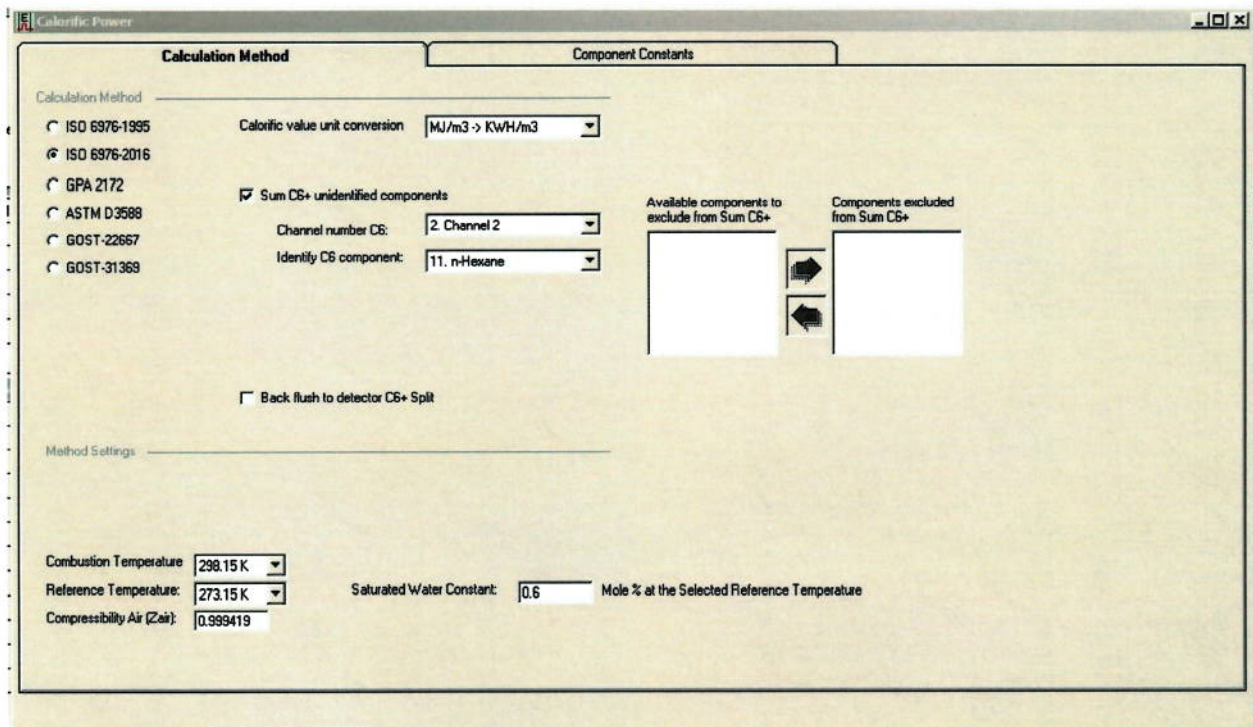
Die Parametrierung der Berechnung der Gemischeigenschaften aus der Analyse ist wie in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt zu realisieren. Unter anderem wird angezeigt, welche Berechnungsgrundlage für die chemisch-physikalischen Eigenschaften verwendet wird. Abbildung 19 zeigt den alten Stand nach DIN EN ISO 6976:1995. Ab Revision 2 wird die neuere DIN EN ISO 6976:2016 benutzt. In diesem Fall ist auch der in der Abbildung angegebene Wert für „Saturated Water content“ einzutragen. Für alle Gaschromatographen, die nach dem 15.05.2018 erstmalig in den Verkehr gebracht werden, gilt die DIN EN ISO 6976:2016 verbindlich.



The screenshot shows the 'Calorific Power' software interface with the following settings:

- Calculation Method:** ISO 6976 (selected), GPA 2172, ASTM D3588, GOST-22667, GOST-31369.
- Calorific value unit conversion:** MJ/m³ -> KWH/m³
- Sum C6+ unidentified components:**
- Channel number C6:** 2. Channel 2
- Identify C6 component:** 11. n-Hexane
- Component concentration by difference:**
- Method Settings:**
 - Reference Temperature: 273.15 K
 - Compressibility Air (Z_{air}): 0.99941
- Component Lists:** Two empty lists labeled 'Available components to exclude from Sum C6+' and 'Components excluded from Sum C6+' with bidirectional arrows between them.

Abbildung 19: Parametrierung der Berechnungsmethode für Brennwert und Normdichte nach DIN EN ISO 6976:1995



The screenshot shows the 'Calorific Power' software interface with the following settings:

- Calculation Method:**
 - ISO 6976-1995 (unselected)
 - ISO 6976-2016 (selected)
 - GPA 2172 (unselected)
 - ASTM D3588 (unselected)
 - GOST-22667 (unselected)
 - GOST-31369 (unselected)
- Calorific value unit conversion:** MJ/m³ → kWh/m³
- Sum C6+ unidentified components:** (selected)
- Channel number C6+:** 2 Channel 2
- Identify C6+ component:** 11. n-Hexane
- Available components to exclude from Sum C6+:** (empty list)
- Components excluded from Sum C6+:** (empty list)
- Back flush to detector C6+ Split:** (unselected)
- Method Settings:**
 - Combustion Temperature: 298.15 K
 - Reference Temperature: 273.15 K
 - Compressibility Air (Zair): 0.999419
 - Saturated Water Constant: 0.6 Mole % at the Selected Reference Temperature

Abbildung 20: Parametrierung der Berechnungsmethode für Brennwert und Normdichte nach DIN EN ISO 6976:2016

5.3.3.3 Normierung der Analyse

Normalization

Alle Analyten gemäß Tabelle 3 bzw. Tabelle 4 müssen bei der Normierung Berücksichtigung finden. Diese Einstellungen werden in der „Normalization Table“ überprüft. Methan auf dem Channel 3 (M5A^H-Säule) wird ignoriert. Methan auf Channel 3 wird als Brückenkomponente auf Channel 1 konfiguriert. Abbildung 21 zeigt die korrekten Einträge.

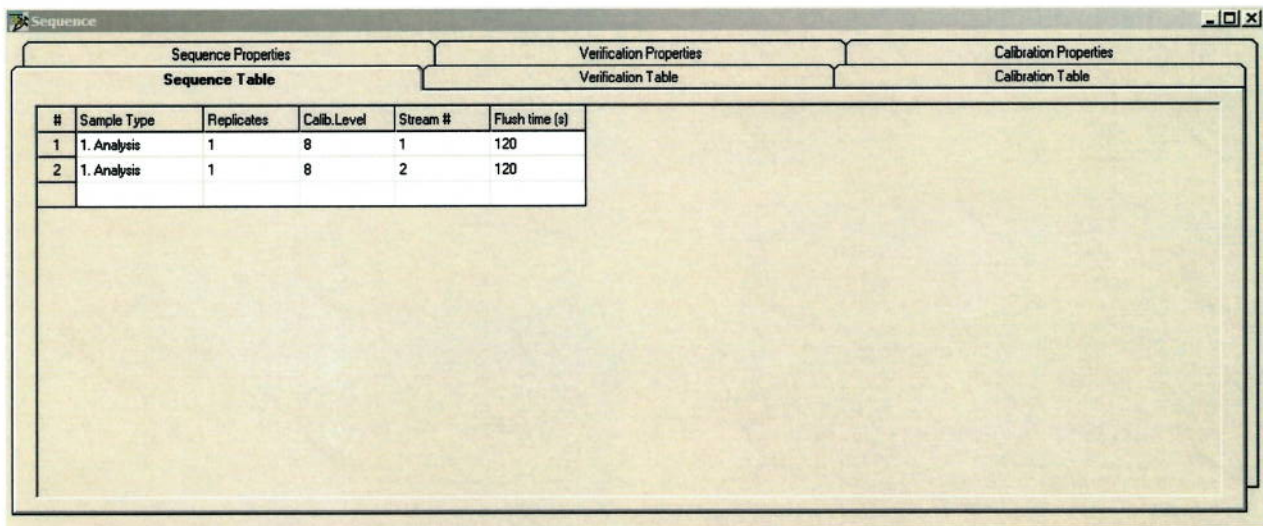
#	Active	Peak Name	Channel	Ignore	Bridge Comp #	Estimate	Estim.Conc	Test.Conc	RefConcPeak#	RefPeakConc%	Group#
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	3	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Methane	1	<input type="checkbox"/>	1. Comp.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	CO2	1	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Ethane	1	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Propane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
6	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Butane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
7	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Butane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
8	<input checked="" type="checkbox"/>	neo-Pentane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
9	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Pentane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
10	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Pentane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
11	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Hexane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
12	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Heptane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
13	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Octane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
14	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Nonane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
15	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Decane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
16	<input checked="" type="checkbox"/>	Benzene	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
17	<input checked="" type="checkbox"/>	Cyclohexane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
18	<input checked="" type="checkbox"/>	Methylcyclohexane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
19	<input checked="" type="checkbox"/>	Toluene	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
20	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Undecane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
21	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Dodecane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
22	<input checked="" type="checkbox"/>	H2S	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
23	<input checked="" type="checkbox"/>	COs	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
24	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	3	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
25	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	3	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
26	<input checked="" type="checkbox"/>	Helium	3	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
27	<input checked="" type="checkbox"/>	CH4	3	<input checked="" type="checkbox"/>	1. Comp.1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0

Abbildung 21: Parametrierung der Normierung der Analyse

5.3.3.4 Messzyklus Betriebsgase

Measuring cycle operating gas

Die Einstellung des Messzyklus ist mit dem Parametrierprogramm RGC 3000 im Menü Automation/Sequence zu kontrollieren. Jeder angeschlossene Messgasstrom ist mindestens viermal pro Stunde zu messen und wird in die Ablauftabelle nach Abbildung 22 eingetragen. Es dürfen maximal 4 Zeilen (Ströme) eingetragen sein. Werden mehrere Gasströme angeschlossen, sind diese alternierend zu messen. Abbildung 22 zeigt exemplarisch die Einstellung für 2 Messgasströme. Die Spüleinstellung für jeden Messgasstrom beträgt mindestens 120 s.



Sequence Properties						Verification Properties						Calibration Properties					
Sequence Table						Verification Table						Calibration Table					
#	Sample Type	Replicates	Calib.Level	Stream #	Flush time (s)												
1	1. Analysis	1	8	1	120												
2	1. Analysis	1	8	2	120												

Abbildung 22: Einstellung des Messzyklus

Unter den Einstellungen „Sequence Properties“ muss die Option „Run sequence continuously“ gewählt sein.

5.3.3.5 Stoffeigenschaften der Analyten

Material properties of the analytes

Für die Berechnungen nach DIN EN ISO 6976 sind eine Vielzahl von Stoffdaten erforderlich, die im Messwerk zu parametrieren sind. Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen die korrekten Werte nach DIN EN ISO 6976:1995 bzw. DIN EN ISO 6976:2016, die eingestellt sein müssen.

Calorific Power							
Calculation Method					Component Constants		
#	Active	Component Name	Index	Hs	Hi	SF	Mw
1	✓	1. Nitrogen	1	0	0	0.0224	28.0135
2	✓	2. Methane	2	39.735	35.808	0.049	16.043
3	✓	3. CO2	3	0	0	0.0819	44.01
4	✓	4. Ethane	4	69.63	63.74	0.1	30.07
5	✓	5. Propane	5	99.01	91.15	0.1453	44.097
6	✓	6. i-Butane	6	127.96	118.15	0.2049	58.123
7	✓	7. n-Butane	7	128.37	118.56	0.2069	58.123
8	✓	8. neo-Pentane	8	156.8	145.02	0.2387	72.15
9	✓	9. i-Pentane	9	157.44	145.66	0.251	72.15
10	✓	10. n-Pentane	10	157.75	145.96	0.2864	72.15
11	✓	11. n-Hexane	11	187.16	173.41	0.3286	86.177
12	✓	12. n-Heptane	12	216.53	200.82	0.4123	100.204
13	✓	13. n-Octane	13	245.91	228.23	0.5079	114.231
14	✓	14. n-Nonane	14	275.32	255.69	0.6221	128.258
15	✓	15. n-Decane	15	304.71	283.11	0.7253	142.285
16	✓	16. Benzene	16	147.29	141.4	0.3017	78.114
17	✓	17. Cyclohexane	17	176.36	164.58	0.3209	84.161
18	✓	18. Methylcyclohexane	18	205.26	191.51	0.3808	98.188
19	✓	19. Toluene	19	176.13	168.28	0.3886	92.141
20	✓	20. n-Undecane	20	334.1	310.5	0.7253	156.311
21	✓	21. n-Dodecane	21	363.5	337.9	0.7253	170.377
22	✓	22. H2S	22	25.07	23.11	0.1	34.082
23	✓	23. COS	23	24.46	24.46	0.1225	60.076
24	✓	24. Oxygen	24	0	0	0.0316	31.998
25	✓	25. Hydrogen	25	12.752	10.788	-0.004	2.0159
26	✓	26. Helium	26	0	0	0.0006	4.0026

Abbildung 23: Liste der Stoffdaten im Messwerk für die Berechnung nach DIN EN ISO 6976:1995

Calculation Method		Component Constants						
Component Sort								
#	Active	Component Name	Index	SF	MW	Hs.Mol	Bj	Comp.Type
1	✓	1. Nitrogen	1	0.0214	28.0134	0	0	0. Component
2	✓	2. Methane	2	0.04886	16.04246	890.58	4	0. Component
3	✓	3. CO2	3	0.0821	44.0095	0	0	0. Component
4	✓	4. Ethane	4	0.0997	30.06904	1560.69	6	0. Component
5	✓	5. Propane	5	0.1465	44.09562	2219.17	8	0. Component
6	✓	6. i-Butane	6	0.1885	58.1222	2868.2	10	0. Component
7	✓	7. n-Butane	7	0.2022	58.1222	2877.4	10	0. Component
8	✓	8. neo-Pentane	8	0.2245	72.14878	3514.61	12	0. Component
9	✓	9. i-Pentane	9	0.2458	72.14878	3528.83	12	0. Component
10	✓	10. n-Pentane	10	0.2586	72.14878	3535.77	12	0. Component
11	✓	11. n-Hexane	11	0.3319	86.17536	4194.95	14	0. Component
12	✓	12. n-Heptane	12	0.4076	100.20194	4853.43	16	0. Component
13	✓	13. n-Octane	13	0.4845	114.22852	5511.8	18	0. Component
14	✓	14. n-Nonane	14	0.5617	128.2551	6171.15	20	0. Component
15	✓	15. n-Decane	15	0.6713	142.28168	6829.77	22	0. Component
16	✓	16. Benzene	16	0.2752	78.11184	3301.43	6	0. Component
17	✓	17. Cyclohexane	17	0.2939	84.15948	3952.96	12	0. Component
18	✓	18. Methylcyclohexane	18	0.3667	98.18606	4600.64	14	0. Component
19	✓	19. Toluene	19	0.3726	92.13842	394789	8	0. Component
20	✓	20. n-Undecane	20	0.7228	156.30826	7488.14	24	0. Component
21	✓	21. n-Dodecane	21	0.8567	170.33484	8147.19	26	0. Component
22	✓	22. H2S	22	0.1006	34.08088	562.01	2	0. Component
23	✓	23. COS	23	0.1211	60.0751	548.23	0	0. Component
24	✓	24. Oxygen	24	0.0311	31.9988	0	0	0. Component
25	✓	25. Hydrogen	25	-0.01	2.01588	285.83	2	0. Component
26	✓	26. Helium	26	-0.01	4.002602	0	0	0. Component
27	✓	27. CH4 (ignore)	27	0	0	0	0	0. Component

Abbildung 24: Liste der Stoffdaten im Messwerk für die Berechnung nach DIN EN ISO 6976:2016

5.3.3.6 Speichertiefe Prozessrechner

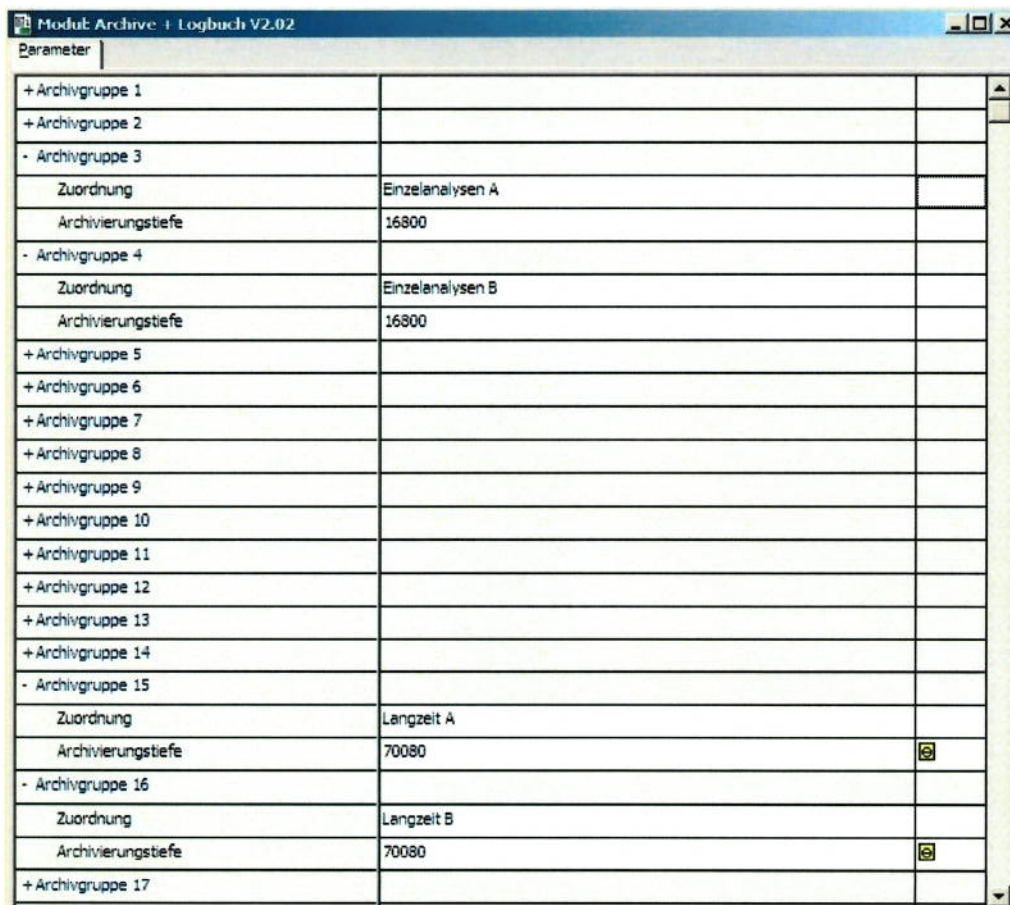
Memory controller unit

Im geeichten Betrieb müssen die Brennwerte für 2 Jahre im Speicher vorgehalten werden. Um dies zu erreichen, ist der Prozessrechner in Archivgruppe 15 und 16 (Langzeitspeicher A+B) mit einer Archivtiefe von 70080 Datensätzen zu parametrieren.

Die Einzelanalysen sind für mindestens 10 Wochen vorzuhalten. Die Parametrierung der Archivgruppen 3 und 4 (Einzelanalysen A+B) wird in Abhängigkeit von der Anzahl der Messgasströme parametrierung:

- Bei 1-strömigem Betrieb ist die Archivgruppe 3 mit einer Archivtiefe von 33600 Datensätzen zu parametrieren.
- Bei 2-strömigem Betrieb sind die Archivgruppen 3 und 4 mit einer Archivtiefe von je 16800 Datensätzen zu parametrieren. Dies entspricht einem Zeitraum von 10 Wochen.
- Bei 3-strömigem Betrieb ist für Controller 1 die gleiche Einstellung wie im 2-strömigen Betrieb zu wählen, der 2. Controller wird für den 1-strömigen Betrieb (s. o.) parametrierung.
- Bei 4-strömigem Betrieb ist für Controller 1 und 2 die gleiche Einstellung wie im 2-strömigen Betrieb zu wählen.

Diese Parametrierung ist mit Hilfe des Programms „Gasworks“ mit dem Modul Archive zu prüfen. Abbildung 25 zeigt exemplarisch die Einstellung für den 2-strömigen Betrieb.



Parameter		
+ Archivgruppe 1		
+ Archivgruppe 2		
- Archivgruppe 3		
Zuordnung	Einzelanalysen A	
Archivierungstiefe	16800	
- Archivgruppe 4		
Zuordnung	Einzelanalysen B	
Archivierungstiefe	16800	
+ Archivgruppe 5		
+ Archivgruppe 6		
+ Archivgruppe 7		
+ Archivgruppe 8		
+ Archivgruppe 9		
+ Archivgruppe 10		
+ Archivgruppe 11		
+ Archivgruppe 12		
+ Archivgruppe 13		
+ Archivgruppe 14		
- Archivgruppe 15		
Zuordnung	Langzeit A	
Archivierungstiefe	70080	
- Archivgruppe 16		
Zuordnung	Langzeit B	
Archivierungstiefe	70080	
+ Archivgruppe 17		

Abbildung 25: Speichereinstellung gasnet-Prozessrechner bei 2-strömigem Betrieb.

5.4 Kalibrier- und Justierverfahren

Calibration-/adjustment procedure

Der PGC wird für die Komponenten mittels des Kalibrierergases nach 2.1.1 kalibriert.

5.4.1 Zusammensetzung des Kalibrierergases

Composition of the calibration gas

Die im Gerät hinterlegte Zusammensetzung des Kalibrierergases, der Wert für den Brennwert und die Dichte im Normzustand muss mit der zertifizierten Zusammensetzung des verwendeten Kalibrierergases Typ 13K oder P1-13K übereinstimmen. Die Werte können am Prozessrechner des EnCal 3000 Quad über das Bedienfeld unter dem Eintrag „Eichkonfiguration“ eingesehen werden. Die Zusammensetzung des Kalibrierergases kann alternativ auch mit der Software RGC 3000 unter Method im Fenster „Peak Identification“ eingesehen werden.

5.4.2 Kalibrierung

Calibration

Die Einstellung der täglichen Kalibrierung ist zu prüfen. Dazu muss eine beliebige Zeit im Menü Sequence „Calibration Properties“ unter „On Fixed Time“, wie in Abbildung 26 dargestellt, ausgewählt sein und der Eintrag „1“ bei „Once Every n days“ gesetzt sein.

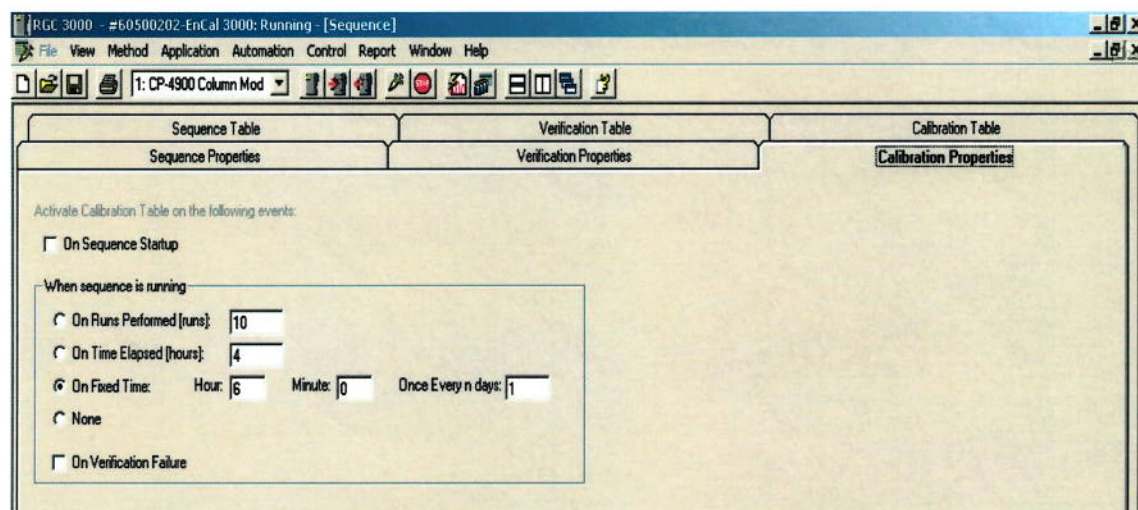
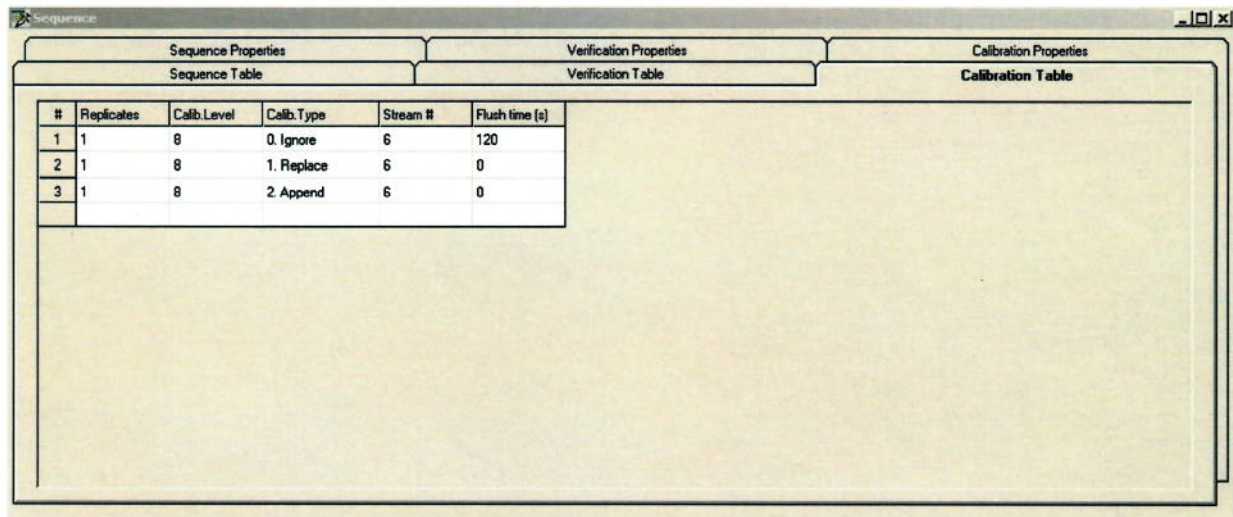


Abbildung 26: Einstellung des Kalibrierintervalls

Weiterhin muss die in Abbildung 27 dargestellte Parametrierung der Anzahl der Kalibriermessungen vorgegeben sein. Es findet eine Mittelwertbildung der Messungen 2 und 3 statt, die erste Messung wird verworfen.



Sequence Properties			Verification Properties			Calibration Properties		
Sequence Table			Verification Table			Calibration Table		
#	Replicates	Calib. Level	Calib. Type	Stream #	Flush time (s)			
1	1	8	0. Ignore	6	120			
2	1	8	1. Replace	6	0			
3	1	8	2. Append	6	0			

Abbildung 27: Einstellung der Kalibrierläufe

Zudem ist zu prüfen, dass mit Hilfe der Peakfläche eines Kalibriergases die Kalibrierkurven für jede Komponente gebildet werden. Dazu wird im Menü Methode das Fenster „Peak Calibration“ gewählt und für jede Komponente (14 Analyten) der drei Kanäle folgende Einstellung geprüft:

- 1) Response Mode= Area
- 2) Calibration Check= Haken gesetzt
- 3) Rw Calibration Limit%= maximal 15
- 4) Use estimate conc.= Haken gesetzt

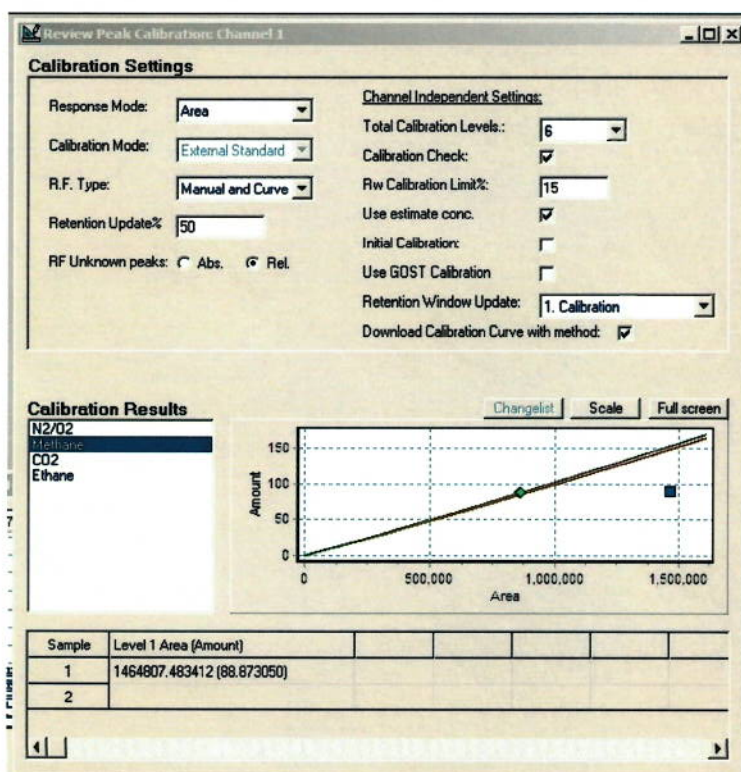


Abbildung 28: Einstellung der Kalibrierung am Beispiel Methan auf Channel 1

Die Sollwerte des Kalibriergases sind in der Spalte Level 8 RW (s. Abbildung 29 bis Abbildung 34) einzutragen. Sie dienen zur Korrektur der werkseitig vorgegebenen Response-Funktion (Linear Coeff. und Quadratic Coeff.) und damit zur Aktualisierung der RW-Faktoren bei der täglichen Kalibrierung. Die Werte für die RW-Faktoren liegen typischerweise nahe bei dem Wert 1. Die tägliche Kalibrierung lässt sich durch die Option „Calibration Check“ überwachen. Die maximal tolerierte Abweichung wird unter „Rw Calibration Limit %“ (s. Abbildung 28) festgelegt. Wird das Limit überschritten, wird die aktuelle Kalibrierung verworfen und die letzte gültige verwendet. Ebenfalls wird mit diesen Abbildungen geprüft, dass der Parameter „Thru origin“ für alle Analyten gesetzt ist. Eine Ausnahme bilden Methan und bei Verwendung des Kalibriergases Typ P1-13K auch Wasserstoff. Des Weiteren darf kein fester manueller Kalibrierfaktor („Manual RF“) gesetzt sein. Da die Qualität der Trennsäulen schwankt und der GC individuell optimierbar sein sollte, sind die Werte der Koeffizienten „Intercept coeff.“, „Linear coeff.“, „Quadratic coeff.“ und „Cubic coeff.“ nicht vorgeschrieben. Der Parameter „Curve Type“ bleibt jedoch wie in der nachfolgenden Abbildung 29 bis Abbildung 34 unverändert.

#	Active	Peak Name	ID	Ret.Time	Ret.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Ret.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
1	<input checked="" type="checkbox"/>	N2/O2	1	6.473252	5	5		0. Nearest		4.67	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Methane	2	8.20606	5	5		0. Nearest		87.1652	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	CO2	3	20.57159	5	5		0. Nearest		1.5093	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Ethane	4	33.22723	5	5		0. Nearest		4.1449	0	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 RW	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic coeff.
1	0	0	0	0	4.67	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	5.69601784896633E-05	0
2	0	0	0	0	87.1652	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	-0.002371	0.00006602	0.00000000
3	0	0	0	0	1.5093	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00004796	0.00000000
4	0	0	0	0	4.1449	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00004438	-8.394E-13

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1A%	GOST-R7 A.T1B%
1	0	0	1.05313196330894	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
2	0.00000000000144	0	1.02047071106304	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
3	0.00000000000161	0	1.02162911865964	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
4	-8.394E-13	0	1.01146827799741	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0

#	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1A%	GOST-R7 A.T1B%
1	0	1.05313196330894	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
2	0	1.02047071106304	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
3	0	1.02162911865964	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0
4	0	1.01146827799741	<input type="checkbox"/>	1	5	5	0	0	0	0

Abbildung 29: Kalibrierparameter Channel 1 (Kalibriergas Typ 13K)

Peak Identification / Calibration: Channel 2													
#	Active	Peak Name	ID	Ret. Time	Rel.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Rel.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3	Level
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Propane	1	14.74881	5	5		0. Nearest		1.0024	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Butane	2	16.84912	5	5		0. Nearest		0.1993	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Butane	3	18.43664	5	5		0. Nearest		0.1977	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	neo-Pentane	4	19.24867	5	5		0. Nearest		0.0504	0	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Pentane	5	23.62348	5	5		0. Nearest		0.0502	0	0	0
6	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Pentane	6	26.00348	5	5		0. Nearest		0.0502	0	0	0
7	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Hexane	7	41.71192	5	5		0. Nearest		0.0503	0	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 Rv	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic cc
1	0	0	0	0	1.0024	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00002138	2.926E-14
2	0	0	0	0	0.1993	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001872	-0.0000000C
3	0	0	0	0	0.1977	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001802	0.00000000
4	0	0	0	0	0.0504	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001914	-0.0000000C
5	0	0	0	0	0.0502	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001641	0
6	0	0	0	0	0.0502	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001564	0
7	0	0	0	0	0.0503	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00001415	0

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1:A%	GC
1	2.926E-14	0	1.01662247899404		1	5	5	0	0	0	0
2	-0.00000000002662	0	1.00867241109313		1	5	5	0	0	0	0
3	0.00000000001014	0	1.00806668729638		1	5	5	0	0	0	0
4	-0.00000000002613	0	0.990773634475678		1	5	5	0	0	0	0
5	0	0	1.00426771096852		1	5	5	0	0	0	0
6	0	0	1.02299437091426		1	5	5	0	0	0	0
7	0	0	1.01689645494909		1	5	5	0	0	0	0

#	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1:A%	GOST-R7 A.T1:B%
1	0	1.01662247899404		1	5	5	0	0	0	0
2	0	1.00867241109313		1	5	5	0	0	0	0
3	0	1.00806668729638		1	5	5	0	0	0	0
4	0	0.990773634475678		1	5	5	0	0	0	0
5	0	1.00426771096852		1	5	5	0	0	0	0
6	0	1.02299437091426		1	5	5	0	0	0	0
7	0	1.01689645494909		1	5	5	0	0	0	0

Abbildung 30: Kalibrierparameter Channel 2 (Kalibriergas Typ 13K)

Peak Identification / Calibration: Channel 3													
#	Active	Peak Name	ID	Ret. Time	Rel.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Rel.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3	Level
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Helium	1	40.9	5	5		0. Nearest		0	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	2	42.66674	5	5		0. Nearest		0.9631	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	3	55.69513	5	5		0. Nearest		0.5087	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	4	74.48249	5	5		0. Nearest		4.1083	0	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	CH4	5	105.0857	5	5		0. Nearest		87.1652	0	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 Rv	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic cc
1	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1.57	0	0.0000519	0
2	0	0	0	0	0.9631	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.0000305	0.00000000
3	0	0	0	0	0.5087	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.0002911	-0.0000000C
4	0	0	0	0	4.1083	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.0003518	0.00000000
5	0	0	0	0	87.1652	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	-0.03368	0.000131	0.00000000

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1:A%	GC
1	0	0	1		1	5	5	0	0	0	0
2	0.00000000002078	0	0.897146872056424		1	5	5	0	0	0	0
3	-0.00000000003283	0	0.906747275673791		1	5	5	0	0	0	0
4	0.0000000001496	0	0.91966498002353		1	5	5	0	0	0	0
5	0.00000000001054	0	0.90945611230803		1	5	5	0	0	0	0

#	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1:A%	GOST-R7 A.T1:B%
1	0	1		1	5	5	0	0	0	0
2	0	0.897146872056424		1	5	5	0	0	0	0
3	0	0.906747275673791		1	5	5	0	0	0	0
4	0	0.91966498002353		1	5	5	0	0	0	0
5	0	0.90945611230803		1	5	5	0	0	0	0

Abbildung 31: Kalibrierparameter Channel 3 (Kalibriergas Typ 13K)

Peak Identification / Calibration: Channel 1												
#	Active	Peak Name	ID	Ret.Time	Rel.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Rel.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3
1	✓	N2/O2	1	5.75978	5	5		0. Nearest		4.3008	0	0
2	✓	Methane	2	7.635326	5	5		0. Nearest		75.8087	0	0
3	✓	CO2	3	19.95433	5	5		0. Nearest		4.0158	0	0
4	✓	Ethane	4	32.91734	5	5		0. Nearest		5.5429	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 Rw	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadr
1	0	0	0	0	4.3008	0. Linear	✓	0	0	0	8.48785683383764E-05	0
2	0	0	0	0	75.8087	1. Quadratic	✓	0	0	-0.08449	0.00009567	0.0000
3	0	0	0	0	4.0158	1. Quadratic	✓	0	0	0	0.00006978	0.0000
4	0	0	0	0	5.5429	1. Quadratic	✓	0	0	0	0.00006426	6.881E

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF
1	0	0	1.01108331703903		1
2	0.000000000003899	0	1.01660621950347		1
3	0.00000000001053	0	1.01441804748749		1
4	6.881E-13	0	1.01481706684659		1

Abbildung 32: Kalibrierparameter Channel 1 (Kalibriergas Typ P1-13K)

Peak Identification / Calibration: Channel 2												
#	Active	Peak Name	ID	Ret.Time	Rel.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Rel.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3
1	✓	Propane	1	12.55506	5	5		0. Nearest		2.021	0	0
2	✓	i-Butane	2	14.80637	5	5		0. Nearest		0.3027	0	0
3	✓	n-Butane	3	16.49834	5	5		0. Nearest		0.5027	0	0
4	✓	neo-Pentane	4	17.4027	5	5		0. Nearest		0	0	0
5	✓	i-Pentane	5	22.22882	5	5		0. Nearest		0.1	0	0
6	✓	n-Pentane	6	24.93888	5	5		0. Nearest		0.0993	0	0
7	✓	n-Hexane	7	43.21865	5	5		0. Nearest		0.0596	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 Rw	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadr
1	0	0	0	0	2.021	1. Quadratic	✓	0	0	0	0.00001744	8.085E
2	0	0	0	0	0.3027	1. Quadratic	✓	0	0	0	0.00001522	-1.581E
3	0	0	0	0	0.5027	1. Quadratic	✓	0	0	0	0.00001479	0.0000
4	0	0	0	0	0	1. Quadratic	✓	3	1.1	0	0.00001628	-0.0000
5	0	0	0	0	0.1	0. Linear	✓	0	0	0	0.00001349	0
6	0	0	0	0	0.0993	0. Linear	✓	0	0	0	0.00001288	0
7	0	0	0	0	0.0596	0. Linear	✓	0	0	0	0.00001144	0

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF
1	8.085E-13	0	1.01280414601784		1
2	-1.581E-13	0	1.00987642144681		1
3	0.000000000001227	0	1.01876129539913		1
4	-0.0000000000229	0	1		1
5	0	0	0.996255349898769		1
6	0	0	1.00802954440696		1
7	0	0	1.01064846008375		1

Abbildung 33: Kalibrierparameter Channel 2 (Kalibriergas Typ P1-13K)

Peak Identification / Calibration: Channel 3												
#	Active	Peak Name	ID	Ret.Time	Rel.Ret.Window	Abs.Ret.Window	Reference	Selection Mode	Rel.Ret.Peak	Level 1	Level 2	Level 3
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Helium	1	34.82969	2	2		0. Nearest		0.2495	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	2	37.44965	3	3		0. Nearest		6.997	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	3	50.01897	3	3		0. Nearest		0.3002	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	4	68.46794	5	5		0. Nearest		3.9986	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	CH4	5	99.22693	10	10		0. Nearest		75.8087	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 Rw	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadr
1	0	0	0	0	0.2495	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.00005797	0
2	0	0	0	0	6.997	2. Cubic	<input type="checkbox"/>	0	0	0.03288	0.00003213	0.0001
3	0	0	0	0	0.3022	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.000328	-0.0001
4	0	0	0	0	3.9986	1. Quadratic	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0.0004027	-0.0001
5	0	0	0	0	75.8087	1. Quadratic	<input type="checkbox"/>	0	0	0.01234	0.0002332	-0.0001

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF
1	0	0	0.965970124878468	<input type="checkbox"/>	1
2	0.0000000001302	-1.139E-17	0.982981400530997	<input type="checkbox"/>	1
3	-0.0000000007588	0	0.999240417656383	<input type="checkbox"/>	1
4	-0.0000000002521	6.336E-15	0.993548922047159	<input type="checkbox"/>	1
5	-0.0000000003241	3.21E-16	0.991687920276605	<input type="checkbox"/>	1

Abbildung 34: Kalibrierparameter Channel 3 (Kalibriergas Typ P1-13K)

5.5 Sonstige Kontrollen

Other checkings

Es sind die Auflagen aus den Abschnitten 2.2, 4.3 und der PTB-Anforderung 7.62 einzuhalten.

6 Sicherungsmaßnahmen

Security measures

6.1 Mechanische Siegel

Mechanical seals

Die nachfolgend aufgeführten Sicherungen sind am Gerät durchzuführen.

- Hauptschild am Sockel des Messwerks sichern
- Schreibschutz-Jumper im Messwerk setzen, siehe Abbildung 35
Der Schreibschutz kann auch mit der RGC3000-Software nach Abbildung 37 kontrolliert werden.
- Gehäuse des Messwerkes gegen Öffnung sichern, siehe Abbildung 38
- Gehäuse des Prozessrechners gegen Öffnung sichern, siehe Abbildung 39
- Anschluss Modbuskabel vom Messwerk am Prozessrechner, siehe Abbildung 40
- Eichschalter an der Frontseite des Prozessrechners setzen und sichern, siehe Abbildung 41
- Anschluss der Kalibrier gaszuleitung an der Kalibrier gasflasche
- Anschluss der Betriebsgase am Messgerät

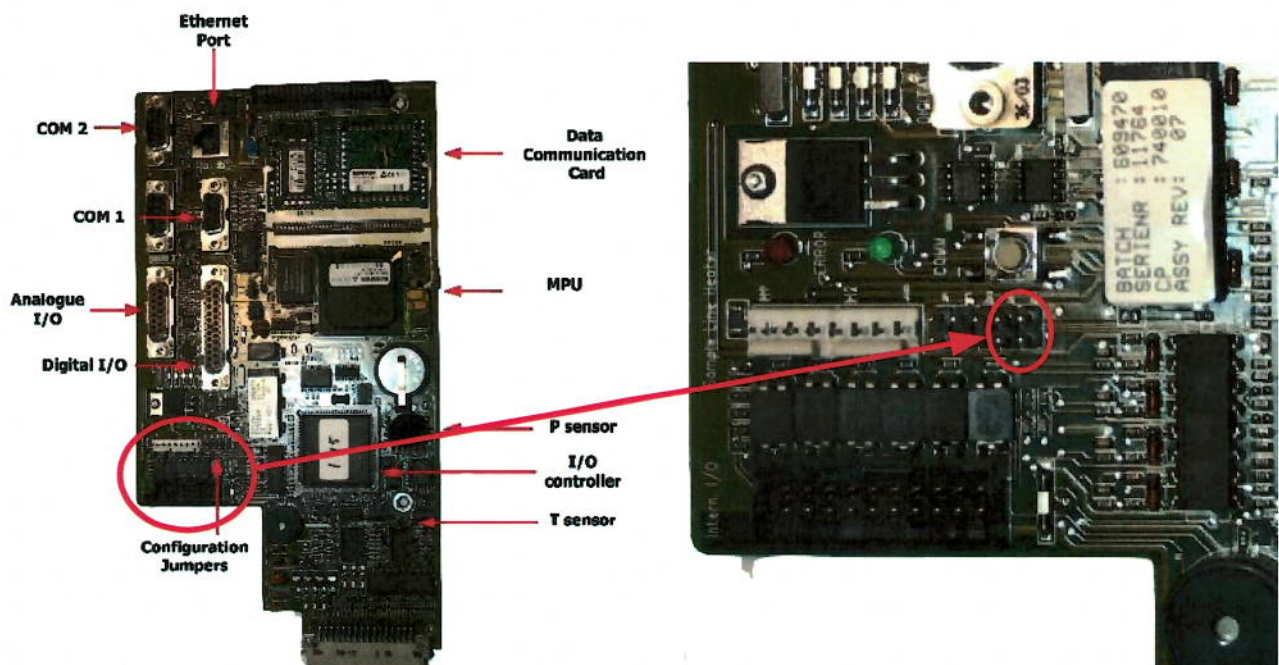


Abbildung 35: Sicherung der Messwerkparameter mittels Hardware-Jumper im Messwerk unter der Haube des Master-PGC

Optional kann der Jumper durch einen Steckverbinder, der mit einem externen Kippschalter verbunden ist, ersetzt werden. Im Zustand „Aus“ ist dieser Eichschalter offen und im Zustand „Ein“ ist der Eichschalter geschlossen. Der Schalter befindet sich in einem Gussgehäuse, welches durch Sicherungsmarken gesichert wird, siehe Abbildung 36.

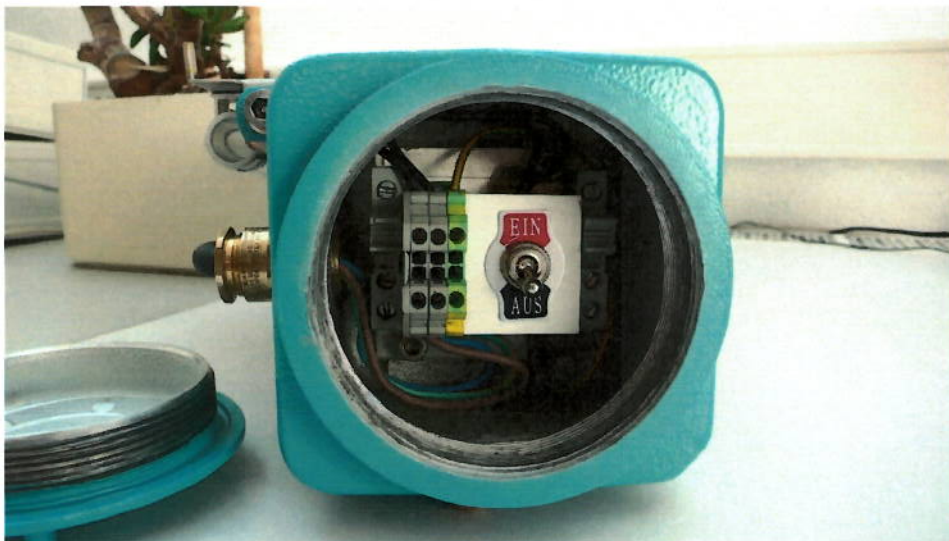


Abbildung 36: externer Eichschalter mit separatem Gehäuse

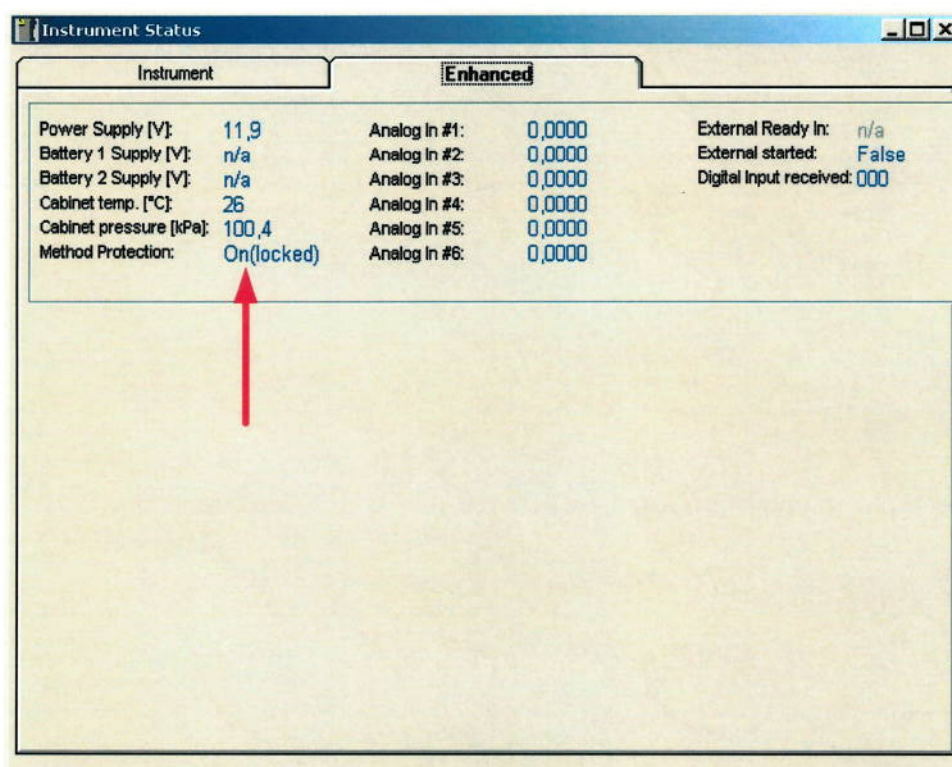
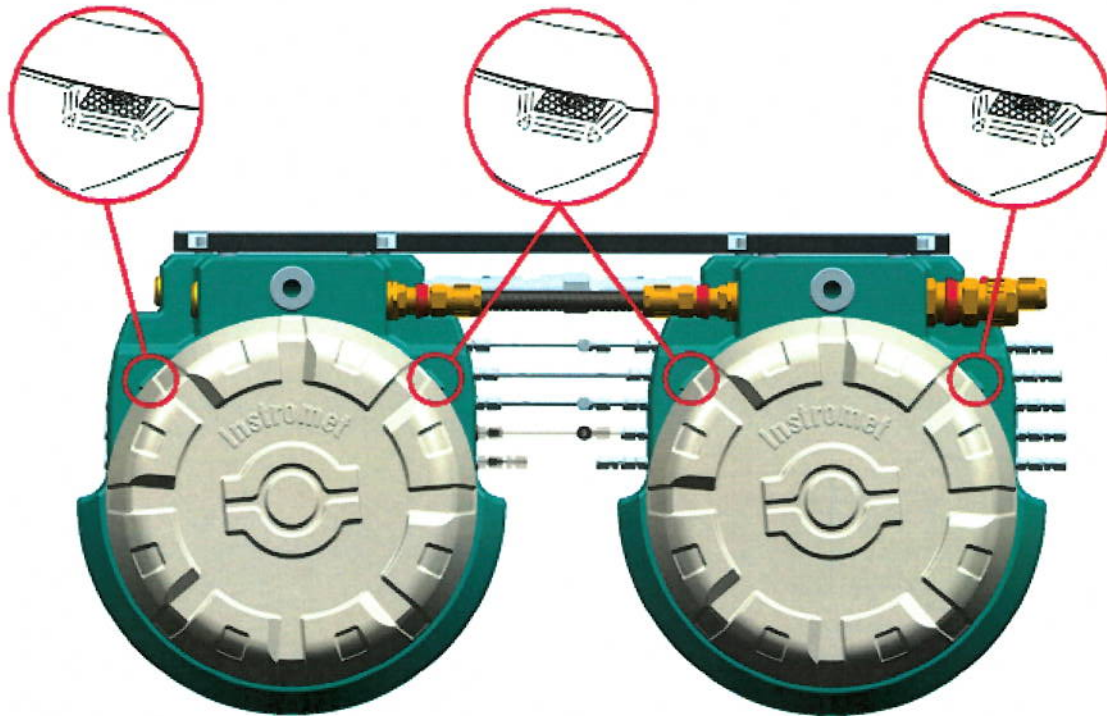


Abbildung 37: Anzeige des Parametrierschutzes vom Messwerk in der RGC3000-Software



Nach dem Befestigen (Schraubgewinde) des Druckgehäuses mit dem Sockel, werden die Sicherungsschrauben nach oben gedreht, bis sie ein Drehen des Gehäuses nicht mehr erlauben.

Anschließend wird der Zugang zu den Schrauben durch Sicherungsklebermarken versiegelt.

Abbildung 38: Sicherung des Messwerkgehäuses

Prozesskarte MSER2 auf Kartenplatz 1 ist Standard.
Weitere Kartenbelegung und Übersicht über amtlich
zu sichernde Anschlüsse siehe Dokument Nr. 07 00 29 040.
Dokument Nr. 07 00 29 090 zeigt, wie amtliche Anschlüsse zu sichern sind.

Nicht benötigte Karten-Steckplätze werden durch Blindplatten verdeckt.

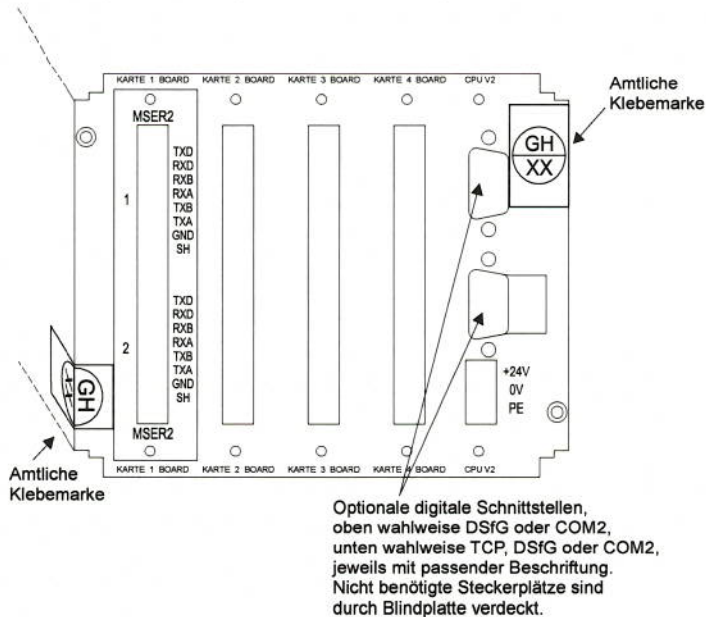
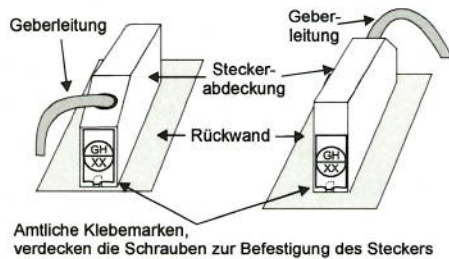


Abbildung 39: Sicherung des Prozessrechnergehäuses, Bsp. Gerät in 1/3 Baubreite

Die Kabelzuführung für Stecker, die amtlich gesichert werden müssen, kann je nach Einbausituation wahlweise von oben oder unten erfolgen.

Amtliche Sicherung durch Klebmarken: Sicht von unten / oben, Geräterückseite:



Alternativ kann der Stecker auch mit Plombenschrauben befestigt und folgendermaßen amtlich gesichert werden:

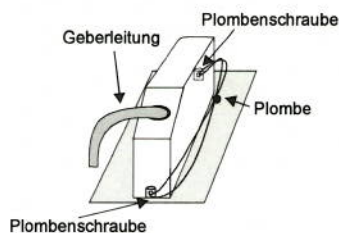


Abbildung 40: Sicherung der Kabelverbindung zwischen Messwerk und Prozessrechner, Anschluss am Rechner.

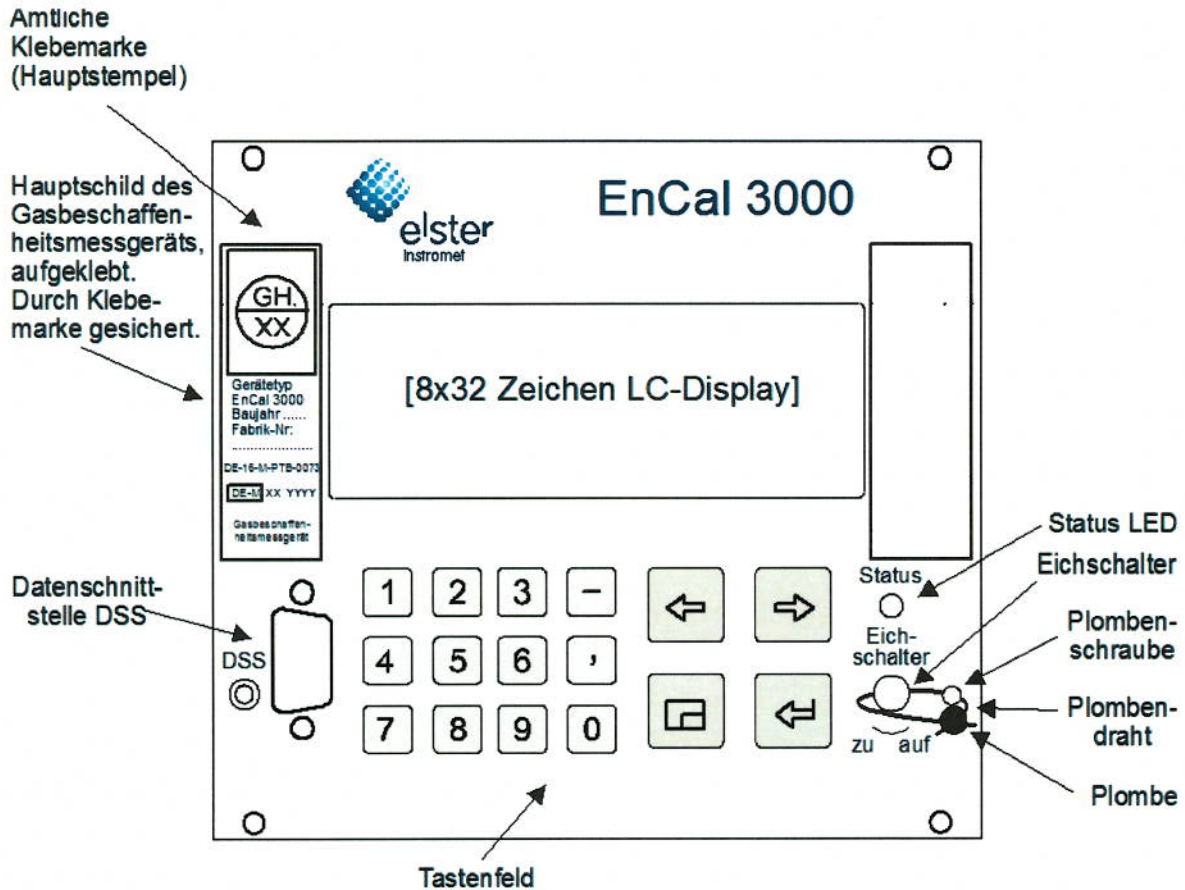


Abbildung 41: Sicherung der Parameter des Prozessrechners mit dem Eichschalter, Bsp. Gerät in 1/3 Baubreite

6.2 Elektronische Siegel

Electronic seals

-keine-

7 Kennzeichnungen und Aufschriften

Labelling and inscriptions

7.1 Informationen, die dem Gerät beizufügen sind

Information to be enclosed with the instrument

Jedem Gerät sind die Benutzerhandbücher des Gaschromatographen und des Prozessrechners beizufügen.

7.2 Kennzeichen und Aufschriften

Markings and inscriptions

Die Geräte sind mit einem Hauptschild nach Abbildung 42, Abbildung 43 bzw. Abbildung 44 zu versehen.

Der Prozessrechner wird frontseitig mit einem reduzierten Hauptschild nach Abbildung 41 versehen.

7.2.1 Hauptschild bei Verwendung des Kalibriergases Typ P1-13K

Main Label when using calibration gas type P1-13K

Komponenten		Stoffmengenanteile
Stickstoff	N ₂	≤ 20,00 %
Sauerstoff	O ₂	≤ 3,00 %
Wasserstoff	H ₂	≤ 20,00 %
Helium	He	≤ 0,40 %
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	≤ 15,00 %
Methan	CH ₄	≥ 62,00 %
Ethan	C ₂ H ₆	≤ 14,00 %
Propan	C ₃ H ₈	≤ 6,00 %
Butan	nC ₄ H ₁₀	≤ 3,00 %
2-Methylpropan	iC ₄ H ₁₀	≤ 2,50 %
Pentan	nC ₅ H ₁₂	≤ 0,30 %
2-Methylbutan	iC ₅ H ₁₂	≤ 0,30 %
2,2-Dimethylpropan	neoC ₅ H ₁₂	≤ 0,10 %
Hexan + höhere KW	C ₆ +	≤ 0,30 %


PROZESSGAS- CHROMATOGRAPH	DE-16-M-PTB-0073
Messbereiche	
Brennwert	6,9 - 14,0 kWh/m ³ *
Normdichte	0,59 - 1,18 kg/m ³ **
* trockenes Gas im Normzustand (Tb=298,15 K, Tv=273,15 K, pv=1,01325 bar)	
Gasbeschaffenheit	Kalibriergas P1-13K
DE-M YY 0102	
EnCal 3000 Quad	
Fabrikat Nr.:	6130xxxx
Baujahr:	YYYY
Elster GmbH Steinernstrasse 19-21 D-55252 Mainz-Kastel	
	

Abbildung 42: Hauptschild EnCal 3000 Quad bei Verwendung des Kalibriergases Typ P1-13K

7.2.2 Hauptschild bei Verwendung des Kalibriergases Typ 13K

Main Label when using calibration gas type 13K

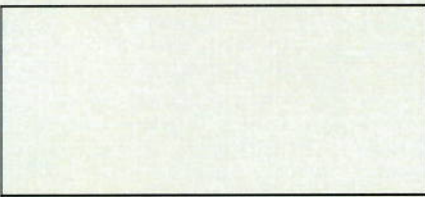

PROZESSGAS-CHROMATOGRAPH		DE-16-M-PTB-0073	
		DE-M XX YYYY	
Messbereiche			
Brennwert 7,3 - 14,0 kWh/m ³ *			
Normdichte 0,65 - 1,16 kg/m ³ *			
* trockenes Gas im Normzustand (Tb=298,15 K, Tv=273,15 K, pv=1,01325 bar)			
Komponenten		Stoffmengenanteile	
Stickstoff	N2	≤ 15,00 %	EnCal 3000 Quad Fabrikat Nr.: 6130xxxx Baujahr: 2017 Elster GmbH Schloßstr. 95a D-44357 Dortmund 
Sauerstoff	O2	≤ 3,00 %	
Wasserstoff	H2	≤ 10,00 %	
Kohlenstoffdioxid	CO2	≤ 15,00 %	
Methan	CH4	≥ 65,00 %	
Ethan	C2H6	≤ 14,00 %	
Propan	C3H8	≤ 6,00 %	
Butan	nC4H10	≤ 3,00 %	
2-Methylpropan	iC4H10	≤ 2,50 %	
Pentan	nC5H12	≤ 0,30 %	
2-Methylbutan	iC5H12	≤ 0,30 %	
2,2-Dimethylpropan	neoC5H12	≤ 0,10 %	
Hexan + höhere KW	C6+	≤ 0,30 %	

Abbildung 43: Hauptschild EnCal 3000 Quad bei Verwendung des Kalibriergases Typ 13K bis Revision 1

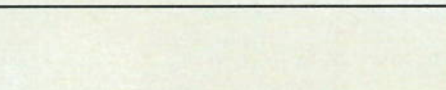

PROZESSGAS-CHROMATOGRAPH		DE-16-M-PTB-0073	
		DE-M YY 0102	
Messbereiche			
Brennwert 7,3 - 14,0 kWh/m ³ *			
Normdichte 0,65 - 1,16 kg/m ³ *			
* trockenes Gas im Normzustand (Tb=298,15 K, Tv=273,15 K, pv=1,01325 bar)			
Gasbeschaffenheit		Kalibriergas 13K	
Komponenten		Stoffmengenanteile	
Stickstoff	N2	≤ 15,00 %	EnCal 3000 Quad Fabrikat Nr.: 6130xxxx Baujahr: YYYY Elster GmbH Steinernstrasse 19-21 D-55252 Mainz-Kastel 
Sauerstoff	O2	≤ 3,00 %	
Wasserstoff	H2	≤ 10,00 %	
Helium	He	≤ 0,40 %	
Kohlenstoffdioxid	CO2	≤ 15,00 %	
Methan	CH4	≥ 65,00 %	
Ethan	C2H6	≤ 14,00 %	
Propan	C3H8	≤ 6,00 %	
Butan	nC4H10	≤ 3,00 %	
2-Methylpropan	iC4H10	≤ 2,50 %	
Pentan	nC5H12	≤ 0,30 %	
2-Methylbutan	iC5H12	≤ 0,30 %	
2,2-Dimethylpropan	neoC5H12	≤ 0,10 %	
Hexan + höhere KW	C6+	≤ 0,30 %	

Abbildung 44: Hauptschild EnCal 3000 Quad bei Verwendung des Kalibriergases Typ 13K ab Revision 2



Physikalisch-Technische Bundesanstalt
Nationales Metrologieinstitut

KBS

Konformitätsbewertungsstelle

Seite 49 der Baumusterprüfbescheinigung DE-16-M-PTB-0073, Revision 2
Page 49 of the Type-examination Certificate DE-16-M-PTB-0073, Revision 2

vom 15.04.2020
dated 15.04.2020

8 **Abbildungen**

Figures

-keine-